

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»  
 Отделение Нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом»

УДК 622.692.4:669.111.225

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Азизов Р.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н., профессор		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.препода- ватель ОИЯ	Сумцова О.В.	к.ф.н., ст.препода- ватель		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004
<b>Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»</b>		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	условиях неопределенности	19.026, 19.055
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа **природных ресурсов**  
 Направление подготовки **21.04.01 Нефтегазовое дело**  
 Отделение **нефтегазового дела**

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ А.В. Шадрина  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### **ЗАДАНИЕ** **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Азизову Руслану Абдулалиевичу

Тема работы:

Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 42-29/с от 11.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования является участок промыслового нефтегазопровода, расположенного в многолетнемерзлых грунтах
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Обзор нормативной документации и литературных источников в области проектирования, строительства и эксплуатации промысловых трубопроводов, выполненных из ВЧШГ. Сравнительный анализ технологий сооружения промысловых трубопроводов, с применением труб из ВЧШГ. Прочностной расчет участка промыслового трубопровода. Оценка показателей надежности и экономической эффективности при

	строительстве участка промыслового трубопровода, с применением трубы из ВЧШГ.
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<b>Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР</b>
Социальная ответственность	<b>Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП</b>
Иностранный язык	<b>Сумцова О.В. к.ф.н, ст. преподаватель ОИЯ</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Разделы на русском языке: реферат, введение, литературный обзор, заключение, главы 1–6	
Раздел на английском языке: Supplement A. General information about oil pipelines	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Азизов Руслан Абдулалиевич		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ91	Азизову Руслану Абдулалиевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 51377,4 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 137856 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплаты труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Альтернативы проведения НИ
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ91	Азизов Руслан Абдулалиевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Азизов Руслан Абдулалиевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом Область применения: промысловые трубопроводы
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ 12.2.003-91;</li> <li>– ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ;</li> <li>– ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ;</li> <li>– ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ;</li> <li>– ПБ 03-576-2003 32;</li> <li>– ФЗ №123 от 22.07.2013 г;</li> <li>– ГОСТ 12.1.003–2014;</li> <li>– ГОСТ 12.1.046-2014;</li> <li>– ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – повышенный уровень шума; – повреждение в результате контакта с животными и насекомыми; – недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы: – движущиеся машины и механизмы; – электрический ток; – пожаро- и взрывоопасность.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: выброс газа; Гидросфера: нарушение гидрогеологического режима, загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод; Литосфера: повреждением почвенно-растительного покрова.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: наводнения, ураганы, лесные пожары, превышение ПДК вредных примесей в атмосфере, разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам. Наиболее типичная ЧС: разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н., профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Азизов Руслан Абдулалиевич		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа **природных ресурсов**

Направление подготовки **21.04.01 Нефтегазовое дело**

Уровень образования **магистратура**

Отделение **нефтегазового дела**

Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

<b>магистерская диссертация</b>
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.02.2021	Введение	5
09.02.2021	Общая характеристика производственного объекта	10
21.02.2021	Монтаж промысловых трубопроводов, выполненных из ВЧШГ	10
20.03.2021	Эксплуатация промысловых трубопроводов, выполненных из ВЧШГ	20
03.05.2021	Расчётная часть	20
14.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
21.05.2021	Социальная ответственность	10
28.05.2021	Раздел, выполненный на иностранном языке	10
04.06.2021	Заключение	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Н.В. Гончаров	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	А.В. Шадрина	д.т.н.		

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Термины и определения

*Высокопрочный чугун с шаровидным графитом* – тип чугуна, в котором графит присутствует преимущественно в шаровидной форме.

*Давление рабочее* – наибольшее избыточное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса, без учета гидростатического давления среды и допустимого кратковременного повышения давления во время действия предохранительного клапана, максимальное избыточное давление при нормальных условиях эксплуатации.

*Заглубление трубопровода* – расстояние от верха трубы до поверхности земли; при наличии балласта - расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

*Защитный футляр* – постоянное заглубленное сооружение, предназначенное для защиты трубопроводов от неблагоприятных нагрузок и воздействий при пересечении естественных и искусственных преград.

*Категория трубопровода (участка)* – показатель, требующий для рассматриваемого трубопровода (участка) выполнения определенных условий по прочности, объему неразрушающего контроля и значению испытательного давления.

*Многолетнемерзлые грунты* – грунты, находящиеся в мерзлом состоянии постоянно в течение трех и более лет.

*Надежность* – свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

*Промысловый трубопровод* – трубопровод с устройствами на нем для транспортирования газообразных и жидких продуктов под действием напора

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		1

(разности давлений) от скважин до места выхода с промысла подготовленной к дальнейшему транспортированию товарной продукции.

*Раструбно-замковое соединение* – Фиксированное соединение труб или соединительных частей, в котором предусмотрено устройство, предотвращающее разъединение собранного соединения при сохранении его герметичности, подвижности и прочности.

*Упругий изгиб трубопровода* – Изменение направления оси трубопровода (в вертикальной или горизонтальной плоскости) без применения отводов.

### Сокращения

**ВЧШГ** – высокопрочный чугун с шаровидным графитом;

**ММГ** – многолетнемерзлые грунты;

**НТД** – нормативно-техническая документация;

**УВ** – углеводород;

**ЭХЗ** - электрохимическая защита от коррозии.

### Нормативные ссылки

ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.

ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения.

ГОСТ 27.003-2016. Надежность в технике (ССНТ). Состав и общие правила задания требований по надежности.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		2

ГОСТ Р 57430-2017. Трубы, соединительные части из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом и их соединения для промышленных нефтепроводов. Технические условия.

СП 483.1325800.2020. Трубопроводы промышленные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для нефтегазовых месторождений. Правила проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта.

ГОСТ 10692–2015 Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

ГОСТ ISO 2531–2012 Трубы, фитинги, арматура и их соединения из чугуна с шаровидным графитом для водо- и газоснабжения. Технические условия.

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		3

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

## Реферат

*Магистерская диссертация* включает 110 с., 11 рис., 45 табл., 50 источников, 1 приложение.

*Ключевые слова:* промысловый трубопровод, высокопрочный чугун с шаровидным графитом, надежность, срок службы, многолетнемерзлые грунты.

*Объект исследования:* участок промыслового нефтегазопровода.

*Цель работы:* оценка возможности применения труб из ВЧШГ для повышения надежности участка промыслового трубопровода.

*Методы и методики проведения работ:* расчетная часть выполнена в соответствии с СП 284.1325800.2016 и СП 483.1325800.2020.

*В процессе исследования:* был проведен анализ современных технологий сооружения промысловых трубопроводов, с применением труб из ВЧШГ.

*В результате исследования:* был рассчитан на прочность в программном комплексе СТАРТ участок промыслового трубопровода, выполненного из различных материалов; оценены показатели надежности и экономической эффективности при строительстве участка промыслового трубопровода.

*Область применения:* промысловый транспорт нефти и нефтепродуктов.

*Практическая значимость результатов исследования:* основным результатом исследовательской работы является выбор оптимального материала для проектирования и строительства промыслового трубопровода, который обеспечит защиту от коррозии, а также увеличит ресурс безопасной эксплуатации нефтегазопровода при минимальных затратах материальных ресурсов на строительство и эксплуатацию промыслового нефтегазопровода.

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						
Разраб.	Азизов Р.А.				Реферат			Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.								5	110
Консульт.								ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А. В.									

## Abstract

*The master's thesis includes* 110 pages with 11 figures, 45 tables, 50 sources, 1 app.

*Keywords:* field pipeline, ductile cast iron, reliability, service life, multiyear frozen ground.

*Object of study:* field oil-and-gas pipeline's section .

*Purpose:* assessment of the possibility of using ductile cast iron pipes to improve the reliability of the field pipeline section.

*Methods and methods of work:* the calculation part is made in accordance with SP 284.1325800.2016 and SP 483.1325800.2020.

*The study included:* analysis of modern technologies for the construction of field pipelines, using ductile cast iron pipes.

*As a result of research:* section of a field pipeline made of various materials was designed for strength in the START software package; the indicators of reliability and economic efficiency in the construction of a section of a field pipeline were evaluated.

*Scope:* field transport of oil and oil products.

The practical significance of the research results: The main result of the research work is the choice of the optimal material for the design and construction of a field pipeline, which will provide protection against corrosion, as well as increase the resource for the safe operation of an oil and gas pipeline with minimal expenditure of material resources for the construction and operation of a field oil and gas pipeline.

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Abstract			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Азизов Р.А.								
Руковод.		Гончаров Н.В.							6	110
Консульт.								ТПУ зр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.								

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	11
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА.....	15
1.1. Топографические условия.....	15
1.2. Инженерно-геологические условия .....	17
1.3. Метеорологические и климатические условия .....	18
1.4. Сведения об особых природно-климатических условиях участка.....	20
1.5. Сведения об особых природно-климатических условиях участка.....	22
1.6. Сведения о проектной мощности .....	23
2. МОНТАЖ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ ИЗ ВЧШГ .....	31
3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ ИЗ ВЧШГ .....	37
3.1. Техническое обслуживание промысловых трубопроводов, выполненных из ВЧШГ .....	39
3.2. Текущий ремонт промысловых трубопроводов, выполненных из ВЧШГ .....	40
3.3. Капитальный ремонт промысловых трубопроводов, выполненных из ВЧШГ .....	42
4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	43
4.1. Исходные данные.....	43
4.2. Прочностной расчет СТАРТе .....	43
4.3. Расчет экономической эффективности.....	54
4.3.1. Расчет стоимости строительства стального трубопровода .....	55
4.3.2. Расчет стоимости строительства полиэтиленового трубопровода.....	59
4.3.3. Расчет стоимости строительства трубопровода из ВЧШГ .....	63
4.3.4. Сравнение экономического эффекта при строительстве трубопровода из разных материалов .....	66
4.4. Расчет срока службы трубопровода.....	66
4.4.1. Расчет срока службы стального трубопровода (класс прочности K48).....	67
4.4.2. Расчет срока службы стального трубопровода (класс прочности K52).....	67
4.4.3. Расчет срока службы трубопровода из ВЧШГ .....	67
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
5.1. Введение .....	69
5.2. Анализ конкурентных технических решений .....	69
5.3. Структура работ в рамках научного исследования .....	71

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Азизов Р.А.			Оглавление		
Руковод.		Гончаров Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.					
						Лит.	Лист
							7
							Листов
							110
						ТПУ гр. 2БМ91	



5.4.	Определение трудоемкости выполнения работ .....	72
5.5.	Разработка графика проведения проекта.....	73
5.6.	Бюджет научно-исследовательского исследования.....	77
5.7.	Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование.....	77
5.8.	Основная заработная плата исполнителей исследования .....	78
5.9.	Дополнительная заработная плата исполнителей исследования .....	79
5.10.	Страховые взносы.....	79
5.11.	Накладные расходы .....	80
5.12.	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	81
5.13.	Определение ресурсоэффективности проекта .....	81
6.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	83
6.1.	Введение .....	83
6.2.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	83
6.3.	Производственная безопасность .....	85
6.4.	Экологическая безопасность .....	94
6.5.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	98
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	100
	Приложение А .....	104

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность.** В настоящее время хорошо известно, что срок эксплуатации промысловых трубопроводов не очень большой, так как по ним транспортируют неподготовленные до товарных качеств и агрессивные углеводороды. Данные углеводороды включают в себя большое содержание воды, растворенные в ней соли, а также механические примеси и агрессивные не углеводородные газы.

Безаварийный возраст эксплуатации некоторых участков может и не достигать даже 3-5 лет [1]. Это является следствием чрезвычайно быстрого износа промысловых трубопроводов в результате разрушения стенки трубы из-за развития коррозионных процессов. Вследствие этого, появляется необходимость применения новых технологий и материалов, устойчивых к коррозионному воздействию агрессивных углеводородов. В связи с этим, для увеличения эксплуатационного ресурса промысловых трубопроводов большая часть нефтегазодобывающих предприятий ведет активный поиск недорогих и надежных труб, позволяющих транспортировать жидкие и газообразные углеводороды длительное время.

Таким образом, актуальность темы выпускной квалификационной работы магистра «Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом» подтверждается.

**Цель работы:** Обоснование возможности применения труб из ВЧШГ для повышения надежности участка промыслового трубопровода.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи:**

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Азизов Р.А.			Введение		Лит.	Лист
Руковод.		Гончаров Н.В.						Листов
Консульт.								9
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.						110
							ТПУ гр. 2БМ91	

- обзор нормативной документации и литературных источников в области проектирования, строительства и эксплуатации промышленных трубопроводов, выполненных из ВЧШГ;
- анализ технологий сооружения промышленных трубопроводов с применением из ВЧШГ;
- прочностной расчет участка промышленного трубопровода;
- оценка показателей надежности и экономической эффективности при строительстве участка промышленного трубопровода с применением труб из ВЧШГ.

**Объект исследования:** Участок промышленного нефтегазопровода.

**Практическая значимость результатов исследования.** Основным результатом исследовательской работы является выбор оптимального материала для проектирования и строительства промышленного трубопровода, который обеспечит защиту от коррозии, а также увеличит ресурс безопасной эксплуатации нефтегазопровода при минимальных затратах материальных ресурсов на строительство и эксплуатацию промышленного нефтегазопровода.

## ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

В последние годы в связи с растущими требованиями к безопасности и надежности при проектировании и эксплуатации трубопроводного транспорта появляется огромный интерес к применению различных материалов для строительства трубопроводов, в том числе и промышленных.

Одним из наиболее надежных и перспективных вариантов для проектирования, строительства и эксплуатации промышленных трубопроводов являются трубы, выполненные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом. В настоящее время существует множество статей, которые описывают возможность применения труб из ВЧШГ.

Главным фактором при выборе труб из ВЧШГ являются коррозионная стойкость материала, а также способы его соединения. В работе [2] поднята проблема, связанная с коррозионной стойкостью нефтепромысловых трубопроводов. В качестве материала для изготовления трубопроводов рассматривается высокопрочный чугун с шаровидной формой графита, обладающий высокой коррозионной стойкостью. Описаны преимущества труб, выполненных из данного материала, и в дополнение уделено внимание вопросам соединения труб.

Также, стоит отметить, что в связи со сложностями, которые могут возникнуть при сварке труб из ВЧШГ, так как чугун трудносвариваем, появляется необходимость в разработке способов соединения данных труб. Эти вопросы рассмотрены в статье [3]. В данной работе приведены возможные способы соединения трубопроводов. Одним из таких способов является технология неразъемного муфтового соединения. Концы труб соединяют муфтой, имеющей переменное сечение по длине, путем редуцирования через

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						
Разраб.	Азизов Р.А.				Литературный обзор			Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.								11	110
Консульт.								ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А. В.									

сужающий фильер, при котором между муфтой и концами труб образуется фрикционно-замковое соединение. Данная технология позволяет обеспечить такую же коррозионную устойчивость соединения труб, как и при применении антикоррозионного покрытия. Также данное муфтовое соединение имеет большую производительность, по сравнению с электродуговой сваркой, при этом нет необходимости в высокой квалификации рабочих.

Более подробный анализ методов монтажа и соединения промышленных трубопроводов, выполненных из ВЧШГ, приведен в работах [4,5]. Здесь рассмотрены преимущества и недостатки следующих способов монтажа трубопроводов: замковые соединения, фланцевые соединения, раструбные соединения со специальными манжетами, технология системы «Батлер», Обжимные муфтовые соединения разработки ООО «Инженерно-производственный центр» и ПКФ «Малый Сок», раструбно-замковое соединение «RJ», соединение методом прессовой посадки в стальную муфту и соединение методом обжатия раструба.

Замковые соединения имеют ряд недостатков, такие как ограниченный сортамент труб, невысокое рабочее давление, низкие требования к герметичности стыков, высокая стоимость, которые существенно влияют на небольшую распространенность данного вида соединения.

Фланцевые соединения также редко применяются из-за ряда недостатков: непригодность при монтаже подземных трубопроводов, высокая стоимость, высокая материалоемкость, проблемы с обеспечением изоляции от грунта.

Раструбные соединения со специальными вставками в основном применяются для канализационных трубопроводов, так как для промышленных трубопроводов они имеют слишком низкие требования к герметичности, низкое рабочее давление, а также сложность конструкций соединения.

Технология системы «Батлер» представляет собой комплект из трёх агрегатов с силовыми установками: первый формует раструбный конец труб,

					Литературный обзор	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

второй - конусный, а третий агрегат производит сборку соединения. На соединяемые концы труб наносится эпоксидное покрытие для уплотнения соединения. Основными преимуществами данной технологии: сохранение проходного сечения трубопровода в месте соединения труб, высокая технологичность соединения труб. В то же время присутствуют следующие недостатки: удорожание труб из-за формирования раструба и конуса для соединения, неремонтнопригодность раструбного соединения, ограниченность толщин стенок, для которых применима данная технология.

Обжимные муфтовые соединения разработки ООО «Инженерно-производственный центр» и ПКФ «Малый Сок». Футеровка данного муфтового соединения производится с помощью полиэтилена, затем специальным гидравлическим оборудованием обжимают муфту. Основным недостатком этой технологии является скорое образование внутренних продольных гофр, которые впоследствии растут и приводят к закупорке или разгерметизации трубопровода.

В раструбно-замковом соединении «RJ» герметичность обеспечивается за счет резиновой манжеты, которая плотно прижимается к стенке трубы под действием рабочего давления в трубопроводе. Основным преимуществом данного соединения является возможность отклоняться соединенным трубам на небольшие углы (3-5 градусов) при сохранении герметичности. Однако есть один недостаток – при сбросе давления до нуля возможно вытекание жидкости из мест соединения.

Весьма важным вопросом при выборе материала для строительства промысловых трубопроводов является экономическая эффективность его применения. Данный вопрос рассмотрен в [6]. В статье рассматривается экономическая целесообразность строительства нефтепромысловых трубопроводов из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом, а также опыт применения данного материала.

Стоит упомянуть, что в 2020 году был утвержден и принят в использование новый документ СП 483.1325800.2020 [7], который распространяется на проектирование, строительство, эксплуатацию и ремонт промышленных трубопроводов с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом номинальным диаметром от 80 до 500 мм, с номинальным давлением до 6,4 МПа.

					Литературный обзор	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

# 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

## 1.1. Топографические условия

В административном отношении участок работ расположен на SKN нефтегазоконденсатном месторождении, на территории района X, Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

SKN месторождение является одним из крупнейших по запасам высоковязкой нефти. Ближайшими месторождениями являются: М на востоке; N, B, V, K на юго-востоке; FG на юге и S на юго-западе.

Ближайшими населенными пунктами являются г. N - 65 км на юго-восток, п. J – 96 км на юго-восток.

Близлежащая железнодорожная станция находится в п. J – 87 км на юго-восток от месторождения.

С географической точки зрения район изысканий расположен на территории Западно-Сибирской равнины в Обь-Енисейском междуречье и принадлежит бассейну Карского моря. Реки участка изысканий расположены на территории Пур-Тазовского района и относятся к притокам разного порядка Надыма и Пура.

В геоморфологическом отношении район изысканий приурочен к плоско волнистой морской равнине, перекрытой озерно-болотными и аллювиальными отложениями. Рельеф поверхности участка спокойный, пологоволнистый. Угол наклона поверхности составляет не более 2°.

Естественный рельеф изучаемой территории равнинный и представляет собой плоскую заболоченную равнину. Абсолютные отметки местности в районе изысканий изменяются в пределах от 60,29 до 70,27 м.

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат							
Разраб.	Азизов Р.А.				Общая характеристика производственного объекта			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Гончаров Н.В.								15	110	
Консульт.								ТПУ гр. 2БМ91			
Рук-ль ООП	Шадрина А. В.										



Поверхность равнины насыщена мерзлотными формами рельефообразования – мелкобугристые, крупнобугристые и плоскобугристые торфяники, хасыреи (заторфованные озера). В районе изысканий распространены следующие типы ландшафта: суходольные участки, талые озера и торфяники с участками распространения мерзлых грунтов.

Растительность в районе работ представлена кустарничками, мхами и, частично, смешанным лесом: сосной, березой, елью, кедром, лиственницей. Древесная растительность имеет высоту (4 – 20) м, диаметр стволов (0,01 – 0,32) м и расстояние между деревьями (3 – 6) м. Заболоченные участки покрыты мхом и кустарничками.

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Средняя годовая температура воздуха по данным метеостанции Тарко-Сале равна минус 5,9 °С. Средняя месячная температура самого холодного месяца - января - равна минус 24,6 °С; самого теплого - июля – (+16,2 °С). Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь - февраль и составляет минус 55 °С, абсолютный максимум - на июль +36 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 равна минус 48 °С, обеспеченностью 0,92 равна минус 45 °С, температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 равна минус 53 °С, обеспеченностью 0,92 равна минус 50 °С.

На рисунке 1 представлен план М1:2000 участка промыслового нефтегазосборного трубопровода.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		16

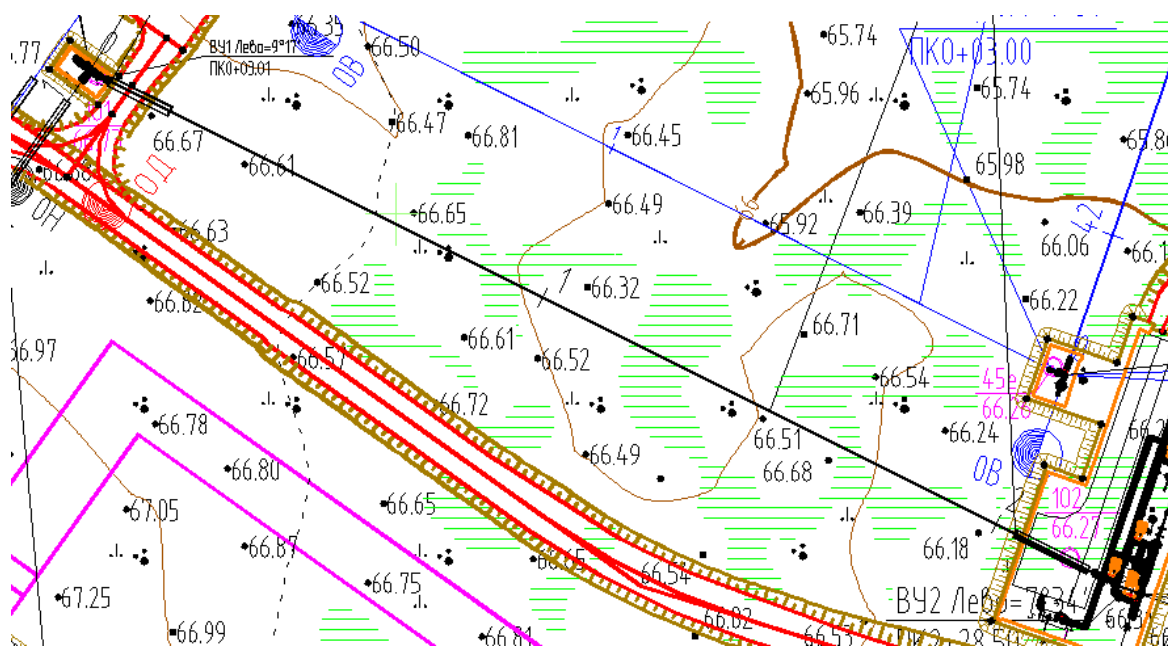


Рисунок 1 – План участка нефтегазосборного трубопровода (М1:2000)

## 1.2. Инженерно-геологические условия

В геологическом строении территории принимают участие верхнечетвертичные озерно-аллювиальные ( $IaQ_{III}$ ) отложения казанцевской свиты, а также современные озерно-болотные отложения представленные торфом ( $bQ_{IV}$ ).

Геологический разрез представлен переслаиванием суглинков, супесей и песков. Грунты находятся как в талом, так и в мерзлом состоянии.

В геологическом строении территории на исследованную глубину 10,0 - 25,0 м принимают участие:

- ( $tQ_{IV}$ ) – современные техногенные отложения, представлены песком пылеватым. Песком отсыпана существующая грунтовая дорога, которую пересекают проектируемые трассы.

Слой- $t$  – Насыпной грунт – песок пылеватый. Вскрытая мощность песка до 2,8 м.

- ( $bQ_{IV}$ ) – современные болотные отложения, представленные торфом сильноразложившимся.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		17

При интерпретации ВЭЗ до глубины 17,0 м выделяется от трёх до четырех геоэлектрических слоев.

ИГЭ-110 - Торф сильноразложившийся с удельным электрическим сопротивлением 107-127 Ом·м.

ИГЭ-340 – Суглинок легкий песчанистый мягкопластичный с удельным электрическим сопротивлением 41 Ом·м.

ИГЭ-360 - Суглинок легкий песчанистый текучий с удельным электрическим сопротивлением 31-34 Ом·м.

ИГЭ-430 - Супесь песчанистая текучая с удельным электрическим сопротивлением 41-91 Ом·м.

ИГЭ-540 - Песок мелкий средней плотности водонасыщенный с удельным электрическим сопротивлением 103-211 Ом·м.

ИГЭ-550 - Песок пылеватый средней плотности водонасыщенный с удельным электрическим сопротивлением 71-134 Ом·м.

ИГЭ-м340 - Суглинок пластичномерзлый слабодистый слоистой криотекстуры с удельным электрическим сопротивлением 91 Ом·м.

ИГЭ-м360 – Суглинок пластичномерзлый слабодистый слоистой криотекстуры с удельным электрическим сопротивлением 85-87 Ом·м.

ИГЭ-м3601 - Суглинок пластичномерзлый льдистый слоистой криотекстуры с удельным электрическим сопротивлением 61-105 Ом·м.

ИГЭ-м430 - Супесь пластичномерзлая слабодистая слоистой криотекстуры с удельным электрическим сопротивлением 147-169 Ом·м.

ИГЭ-м540 - Песок мелкий средней плотности твердомерзлый массивной с удельным электрическим сопротивлением 111-269 Ом·м.

ИГЭ-м550 - Песок пылеватый плотный твердомерзлый массивной криотекстуры слабодистый с удельным электрическим сопротивлением 197-369 Ом·м.

### 1.3. Метеорологические и климатические условия

Климатическая характеристика приводится по данным многолетних

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

наблюдений за метеорологическими явлениями погоды Росгидромета на метеостанции Тарко-Сале, расположенной в 108 км восточнее территории изысканий. Метеостанция Тарко-Сале является опорной для данной территории, репрезентативной, комплекс наблюдений на ней полный и данные по ней приводятся в СП 131.13330.2018 [8].

По климатическому районированию для строительства согласно СП 131.13330.2018 территория изысканий относится к климатическому подрайону ІД.

В таблице 1 приведены основные климатические характеристики района изысканий.

Таблица 1 - Основные климатические характеристики района изысканий

Характеристика		Нормативный документ	Значение
Климатический подрайон строительства		СП 131.13330.2018	І Д
Абсолютная min температура воздуха, °С		СП 131.13330.2018	минус 55
Абсолютная max температура воздуха, °С		СП 131.13330.2018	36
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	обеспеченностью 0,98	мст. TS	минус 48
	обеспеченностью 0,92	мст. TS	минус 45
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	обеспеченностью 0,98	мст. TS	минус 53
	обеспеченностью 0,92	мст. TS	минус 50
Температура воздуха теплого периода, °С	обеспеченностью 0,95	СП 131.13330.2018	20
Среднегодовая сумма осадков, мм		мст. TS	521
Нормативное значение ветрового давления для II района, кПа		СП 20.13330.2011 [9] СП 20.13330.2016 [10]	0,30
Нормативное значение ветрового давления, Па (скорость ветра, м/с) для II района по ветру		ПУЭ	500 (29)
Расчетное значение веса снегового покрова для V района, кПа		СП 20.13330.2011	3,2
Нормативное значение веса снегового покрова для V района, кПа		СП 20.13330.2016	2,5
Район по гололёду		ПУЭ СП 20.13330.2011 СП 20.13330.2016	II
Толщина стенки гололёда, мм		ПУЭ	15
		СП 20.13330.2011 СП 20.13330.2016	5

## Окончание таблицы 1

Барометрическое давление, гПа	СП 131.13330.2018	1010
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	ПУЭ	От 20 до 40

### 1.4. Сведения об особых природно-климатических условиях участка

Во время строительства необходимо учесть следующие неблагоприятные факторы, осложняющие строительство:

- *заболачивание территории и развитие торфов.* Болота встречаются по всем проектируемым сооружениям. Максимальная глубина болота достигает 2,9 м. Болото по проходимости строительной техникой, согласно СП 86.13330.2014 [11], 1 типа, сложены торфом сильноразложившимся.

- *морозное пучение.* Согласно СП 115.13330.2016 [12] по степени опасности морозного пучения территория относится к «опасным».

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определяется по формуле (Г.9) согласно п.Г.4. приложения Г СП 25.13330.2012 [13]. Нормативные глубины сезонного промерзания грунтов принятые в отчет: для торфа – 1,8 м, для суглинков мягкопластичных – 3,4 м, для суглинков текучих – 3,2 м, для супеси – 3,2 м, для песков мелких – 3,6 м, песков пылеватых – 3,8 м.

Нормативные глубины сезонного оттаивания грунтов рассчитаны согласно п. Г.3. приложения Г СП 25.13330.2012. Нормативные глубины сезонного оттаивания принятые в отчет: для торфа – 1,3 м, для суглинков мягкопластичных – 2,85 м, для суглинков текучих (ИГЭ-м360)– 2,6 м, для суглинков текучих (ИГЭ-м3601)– 2,3 м, для супеси – 2,75 м, для песков мелких – 3,0 м, для песков пылеватых – 3,3 м.

По относительной деформации морозного пучения, согласно выполненным лабораторным определениям степени пучинистости грунтов по ГОСТ 28622-2012 [14], в соответствии с п. Б.2.19 ГОСТ 25100-2011 [15] грунты в слое сезонного промерзания – оттаивания (см. приложение Р):

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- ИГЭ-540, ИГЭ-м540, ИГЭ-550, ИГЭ -550 – слабопучинистые;
- ИГЭ-340, ИГЭ-м340– сильнопучинистые;
- ИГЭ-430, ИГЭ-м430, ИГЭ-360, ИГЭ-м360, ИГЭ-м3601 – чрезмернопучинистые;

Торф является непучинистым грунтом [16].

В соответствии с СП 34.13330.2012 [17], таблица В.6, по степени пучинистости грунты подразделяются:

- песок мелкий (ИГЭ-540, ИГЭ-м540) –слабопучинистые -- II группа;
- суглинок легкий и тяжелый (ИГЭ-340, ИГЭ-м340, ИГЭ-360, ИГЭ-м360, ИГЭ-м3601), супесь легкая (ИГЭ-430, ИГЭ-м430) –пучинистые -- III группа;
- песок пылеватый (ИГЭ-550, ИГЭ-м550) – чрезмернопучинистые – V группа

- *бугры пучения*. Бугры пучения на территории изысканий не выявлены.

- *подтопление*. Согласно СП 115.13330.2016, по степени опасности подтопления, территория относится к «весьма опасным». Согласно п. 5.4.8 СП 22.13330.2016 [18] по характеру подтопления территория относится к естественно подтопленным.

Месторождение расположено на территории, где интенсивность сейсмических воздействий составляет 5 баллов (карта ОСР-2015, СП 14.13330.2018 [19]). Согласно СП 115.13330.2016 по категории опасности землетрясения территория относится к «умеренно опасным».

Изучаемая территория трассы автодороги по характеру и степени увлажнения (согласно табл. В.1, Приложения В, СП 34.13330.2012) при первой дорожно – климатической зоне относится к третьему типу.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		21

Другие процессы, согласно СП 115.13330.2016 приложению Б, на объекте не выявлены.

Техногенное воздействие на рассматриваемую территорию постоянно возрастает. Процессы, связанные с будущим строительством, приводят к увеличению мощности сезонного промерзания грунтовых массивов; образованию переувлажненных участков; образованию специфических грунтов – насыпных. В проекте оснований и фундаментов должны предусматриваться мероприятия, предохраняющие грунты от ухудшения свойств, как в период строительства, так и при эксплуатации.

### 1.5. Сведения об особых природно-климатических условиях участка

Классификация проектируемых трубопроводов в зависимости от характера транспортируемой среды согласно действующим нормативным документам приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Классификация проектируемых промышленных трубопроводов в зависимости от характера транспортируемой среды

Назначение трубопровода	В соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 55990-2014
Нефтегазосборные трубопроводы	2-ая категория продукта (газовый фактор более 300 м <sup>3</sup> /т)
Высоконапорные водоводы	9-ая категория продукта

В зависимости от диаметра проектируемый нефтегазосборный трубопровод X (трубопроводы номинальным диаметром свыше DN 300) согласно п. 7.1.2 ГОСТ Р 55990-2014 отнесены к I классу.

В зависимости от назначения, класса, рабочего давления проектируемый нефтегазосборный трубопровод I класса относится к категории C согласно таблице 3 ГОСТ Р 55990-2014. В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014, на некоторых участках проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принята категория B.

Таблица 3 – Категория участков проектируемых трубопроводов в зависимости от условий прохождения трасс

Наименование участков промысловых трубопроводов	В соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014
<i>Нефтегазосборные трубопроводы (2-ая категория продукта)</i>	
1 Пересечения с автомобильными дорогами	С
2 Узлы пуска и приема СОД, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м примыкающие к ним	С
3 Участки трубопровода протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	С
4 Участки трубопровода прокладываемые по территории распространения ММГ, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1	С

### 1.6. Сведения о проектной мощности

Значения проектной мощности проектируемых трубопроводов, принятые за основу гидравлического расчета трубопроводов, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Проектная мощность промыслового трубопровода

Наименование трубопровода	Проектная мощность по жидкости/нефти/ газу, м <sup>3</sup> /сут
<i>Нефтегазосборные трубопроводы<sup>1)</sup></i>	
Х	
<sup>1)</sup> Данные приведены на период максимальной добычи по жидкости по рассматриваемой ветке нефтегазосборных трубопроводов, заходящих на ЦПС (2048 год).	

### Изоляция трубопроводов

Для строительства нефтегазосборного трубопровода предусмотрено наружное двухслойное полиэтиленовое покрытие, для строительства высоконапорного водовода предусмотрено наружное трехслойное полиэтиленовое и внутреннее двухслойное эпоксидное покрытие в соответствии с требованиями МУК №П4-06 М-0111 [20].

На участках прохождения по ММГ трубы и фасонные детали предусмотрены с теплоизоляционным покрытием толщиной 100 мм в защитной металлополимерной оболочке.



Применяемое покрытие должно выдерживать внешние воздействия температуры окружающей среды при хранении, транспортировке, погрузочно-разгрузочных работах, при проведении строительно-монтажных и укладочных работ, при эксплуатации без отслаивания, расслаивания и растрескивания.

Для наружной защиты зоны сварных швов соединений подземно монтируемых труб применены термоусаживающиеся манжеты в комплекте с замковыми пластинами и двухкомпонентным эпоксидным праймером.

Для внутренней защиты зоны сварных швов высоконапорного водовода предусмотрены втулки. Все фасонные детали на трубопроводах для возможности беспрепятственного монтажа втулок заказаны с патрубками на присоединительных концах.

Надземные участки трубопроводов, соединительные детали и арматура теплоизолируются согласно СП 61.13330.2012 [21]. Состав тепловой изоляции:

- маты прошивные толщиной изоляции в конструкции 60 мм;
- покровный слой поверх теплоизоляции – сталь тонколистовая оцинкованная толщиной 0,5 мм.

Толщина теплоизоляционного покрытия обеспечивает предотвращение охлаждения транспортируемого продукта. При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли.

При пересечении дорог и водных преград участки трубопроводов прокладываются в защитных футлярах. Для защиты от почвенной коррозии футляров, укладываемых открытым способом, предусмотрена изоляция усиленного типа внешней поверхности футляров. Конструкция, толщина наружного изоляционного покрытия, температура эксплуатации соответствуют требованиям таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98 [22] для изоляции усиленного типа. Изоляция футляров имеет следующую структуру:

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		24

- грунтовка клеевая;
- полимерная лента в один слой;
- обертка липкая полимерная в один слой.

### Прокладка трубопроводов

Способ прокладки трубопроводов подземный, за исключением надземных участков на линейных сооружениях (узлах запуска и приема СОД, узлах запорной арматуры).

Трассы проектируемых промысловых трубопроводов проходят в общем коридоре с линейными коммуникациями: автодорогами, линиями электропередачи. Так же имеется пересечения с проектируемыми в рамках данного объекта линиями электропередачи, проектируемой автодорогой, ранее запроектированными и существующими подземными коммуникациями, водными преградами.

Расстояния между коммуникациями принимаются из условий прохождения трассы, безопасности обслуживания, возможностей производства монтажных и ремонтных работ, определены нормами ПУЭ, ГОСТ Р 55990-2014.

Расстояние между осями трубопроводов принято в соответствии с таблицей 7 ГОСТ Р 55990-2014. Для трубопроводов диаметром свыше 300 до 600 включительно – не менее 11 м.

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы проложены от своей оси до подошвы насыпи земляного полотна автомобильной дороги не менее 10 м в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы проложены от своей оси до ВЛ до 20 кВ на расстоянии не менее 10 м, до заземления опор ВЛ до 35 кВ – не менее 6 м; проектируемые водоводы – до заземления опор ВЛ до 35 кВ – не менее 2 м (в соответствии с требованиями ПУЭ).

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Пересечение проектируемых трубопроводов с линиями электропередачи и подземными коммуникациями выполнено под углом не менее  $60^\circ$ , с автомобильными дорогами – как правило, под углом  $90^\circ$ , но не менее  $60^\circ$  в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Повороты линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом сваренных ниток трубопровода, гнутым отводом радиусом  $5DN$  и крутоизогнутым отводом радиусом  $1,5DN$ . На участках прохождения СОД отводы предусмотрены только с радиусом  $5 DN$ . Допустимые радиусы упругого изгиба трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях определены расчетом исходя из условия прочности, устойчивости положения трубопроводов под воздействием давления, собственного веса, продольных сжимающих усилий.

Ширина траншеи по трассам проектируемых трубопроводов понизу принята  $0,7$  м согласно п. 9.3.5 ГОСТ Р 55990-2014. Ширина траншеи понизу на криволинейных участках из отводов принудительного гнутья должна быть равной двукратной величине по отношению к прямым участкам.

При балластировке трубопроводов утяжелителями ширина траншеи должна обеспечивать расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее  $0,1$  м, кроме того, ширина траншеи по дну при балластировке трубопровода должна быть не менее  $2,2DN$ .

Глубина заложения проектируемых трубопроводов (с учетом балластировки) от поверхности земли до верхней образующей трубы принята в соответствии с расчетами на прочность и устойчивость. Значения глубины заложения трубопроводов на различных участках представлены в таблице 5.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 5 – Глубина заложения трубопроводов в зависимости от условий прохождения трассы

Грунт	Диаметр	Радиус изгиба оси трубопровода, м	Глубина заложения до верха трубы, не менее, м	Температура выполнения замыкающих стыков, °С
Нефтегазосборные трубопроводы				
Песок	426	600	0,8	-30
Болото I типа	426	600	1,2	-30

Глубина заложения высоконапорных водоводов в суходоле принята в соответствии с таблицей 8 ГОСТ Р 55990-2014 с учетом плотности воды, равной 1015 кг/м<sup>3</sup>, температуры замерзания воды, равной минус 1,1 °С, а также условий прохождения трассы – не менее 1,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубы (с учетом теплоизоляции и баллаستировки).

Расстояние от поверхности земли до нижней образующей трубопроводов на надземных участках принято не менее 0,5 м.

Исключения составляют пересечения с подземными инженерными коммуникациями, автодорогами, водными преградами, где глубина заложения проектируемых трубопроводов принимается в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения, инженерно-геологических условий перехода.

Укладка трубопроводов под линиями электропередачи и подземными коммуникациями предусмотрена способом протаскивания. Для защиты изоляции трубопроводов при протаскивании предусмотрена их футеровка скальным листом.

Профиль трассы нефтегазосборного трубопровода представлен на рисунке 2 (горизонтальный масштаб – М1:2000, вертикальный – М1:100).

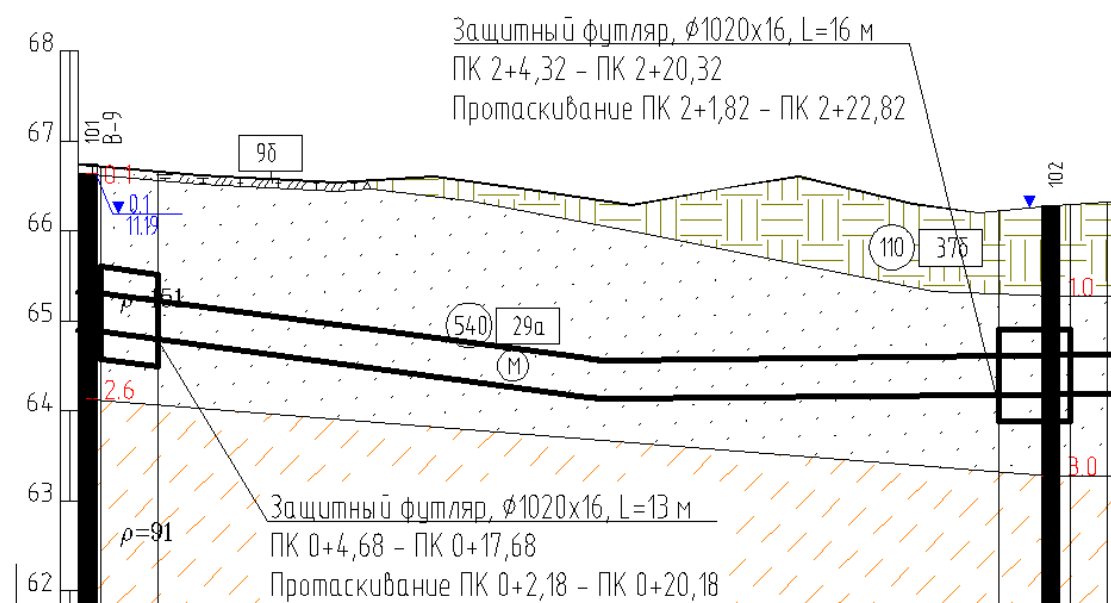


Рисунок 2 – Профиль трассы нефтегазосборного трубопровода

### Земляные работы

Земляные работы при строительстве трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ВСН 005-88 [23], СП 86.13330.2014, СП 45.13330.2012 [24].

В соответствии с ВСН 005-88, СП 86.13330.2014 разработка траншеи предусмотрена одноковшовым экскаватором, засыпка – бульдозером.

Все земляные, строительно-монтажные работы необходимо проводить на полосе, отводимой во временное пользование. Ширина отводимой полосы под строительство одного трубопроводов диаметром более 426 мм составляет 23 м.

Согласно ВСН 005-88 засыпка траншеи производится грунтом, выбранным при ее рытье.

Согласно требованиям СП 86.13330.2014 для обеспечения проектного положения, полного прилегания трубопроводов ко дну траншеи по всей длине и сохранности изоляционного покрытия до начала укладочных работ следует проверить соответствие продольного и поперечного профиля траншеи проектным отметкам:

– на ровных участках трассы через каждые 50 м;

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		28

- на участках вертикальных кривых упругого изгиба через каждые 10 м;
- на участках вертикальных кривых с крутоизогнутыми отводами 5DN через 1 м.

### Переходы через автодороги

При пересечении с автомобильными дорогами (категории IVв) в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом № 101 от 12.03.2013 г. [25], участки проектируемых трубопроводов прокладываются в защитных футлярах из стальных электросварных прямошовных труб из углеродистых и низколегированных марок сталей по МУК «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» №П4-06 М-0111, внутренний диаметр которых не менее чем на 200 мм больше наружного диаметра прокладываемого трубопровода (на участках трубопроводов с теплоизоляцией с учетом ее толщины). Толщина стенки футляров при пересечении с автомобильными дорогами принята не менее  $1/70 DN$ , но не менее 10 мм согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014. Концы защитного футляра выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи, согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014.

Заглубление участков трубопроводов принято не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

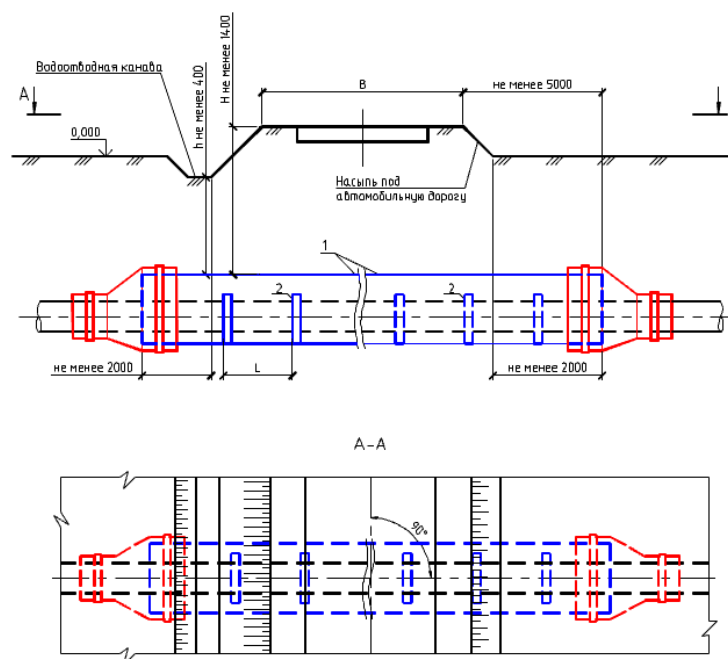
Ширина траншеи по трассам проектируемых трубопроводов понизу в месте установки защитных футляров принята согласно п. 9.3.5 ГОСТ Р 55990-2014 – на 0,3 м больше номинального диаметра футляра.

Перед протаскиванием в защитный футляр на участок трубопровода устанавливают футеровочный комплект. В комплект входят: предохранительные кольца и герметизирующие манжеты, хомуты стяжные, крепежные детали, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства.

					Общая характеристика производственного объекта	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

По обеим сторонам пересекаемых дорог на расстоянии 100 м от оси трубопровода должны быть установлены дорожные знаки «Осторожно! Нефтепровод!», «Осторожно! Водовод!», «Остановка запрещена». Оформление знаков выполняется согласно методическим указаниям Компании «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственного сервисного блока» и ГОСТ 12.4.026-2015 [26].

Схема укладки проектируемых трубопроводов на переходе через автодорогу показана на рисунке 3.



- $h$  – расстояние от низа водоотводной канавы до верхней образующей защитного кожуха;
- $H$  – расстояние от верха насыпи до верхней образующей защитного кожуха;
- $B$  – ширина земляного полотна по верху;
- $L$  – расстояние между предохранительными кольцами.

Рисунок 3 – Схема укладки проектируемых промышленных трубопроводов на переходе через автодорогу

## 2. МОНТАЖ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ ИЗ ВЧШГ

При строительстве трубопроводов из ВЧШГ должна применяться технология монтажа трубопровода с использованием соединений RJ.

Монтаж трубопровода из ВЧШГ по технологии RJ допускается вести при температуре в пределах от минус 30 °С до плюс 60 °С при условии отсутствия ограничений по свойствам изоляционного покрытия в данном температурном диапазоне.

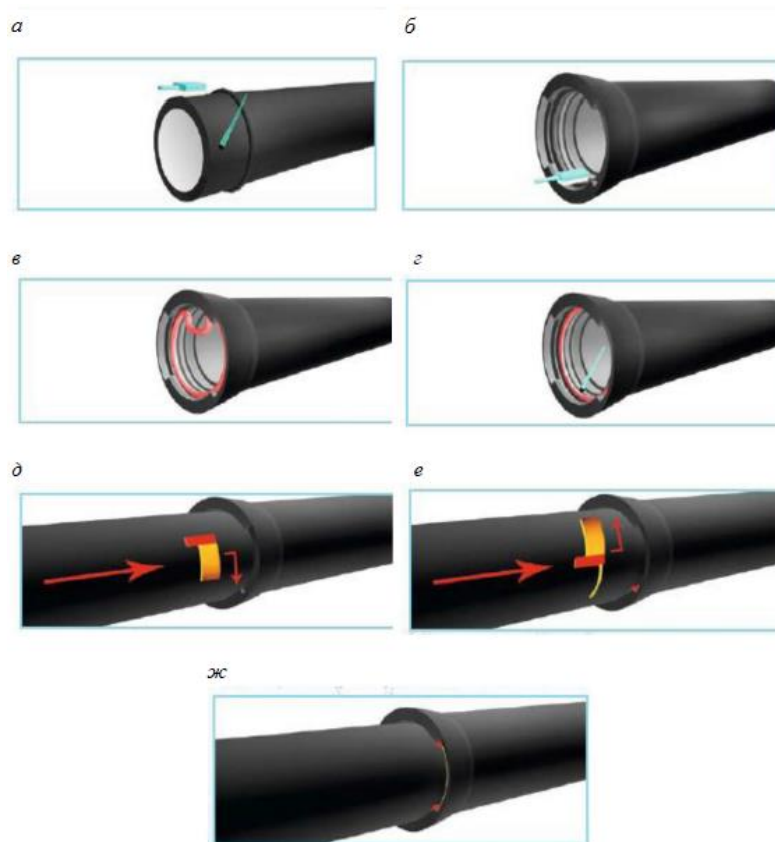
Монтаж проводят согласно технологии с выполнением следующих операций (рисунок 4):

- наружная поверхность гладкого конца трубы очищается от посторонних предметов и загрязнений с помощью щетки и шпателя;
- наружная поверхность гладкого конца трубы до напавленного валика (особенно тщательно – фаска) покрывается смазкой (техническим вазелином или аналогичным покрытием), поставляемой предприятием – изготовителем трубной продукции;
- внутренняя поверхность раструба трубы (особенно тщательно – паз для уплотнительного кольца) очищается от посторонних предметов и загрязнений с помощью щетки и скребка;
- в кольцевой паз раструба вкладывается уплотнительное кольцо с проверкой правильности размещения его гребня (рисунок 5);
- внутренняя поверхность уплотнительного кольца покрывается смазкой, следует избегать стекания смазки под наружную поверхность уплотнительного кольца;
- монтируемая труба подается к ранее уложенной трубе, центрируется

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						
Разраб.	Азизов Р.А.				Монтаж промысловых трубопроводов, выполненных из ВЧШГ			Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.								31	110
Консульт.								ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А. В.									



по конусной поверхности уплотнительного кольца и с помощью монтажного приспособления или ломика (при малом диаметре труб) вводится в раструб.



*а* – очистка и смазка наружной поверхности гладкого конца трубы; *б* – очистка раструба; *в* – установка уплотнительного кольца в раструб; *г* – смазка внутренней поверхности уплотнительного кольца; *д* – стыковка труб и установка правого стопора; *е* – установка левого стопора с фиксацией стопорной проволокой; *ж* – смонтированное соединение

Рисунок 4 – Порядок монтажа труб с соединением типа RJ

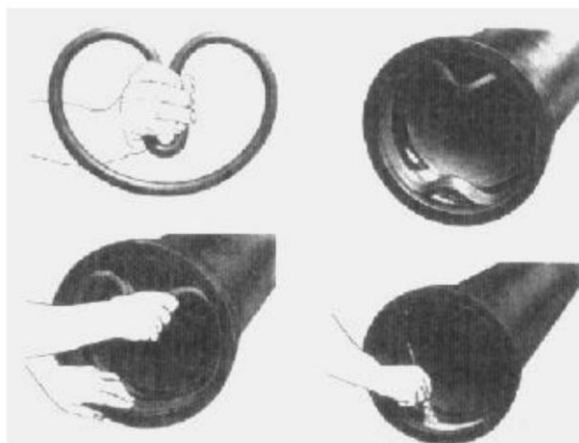
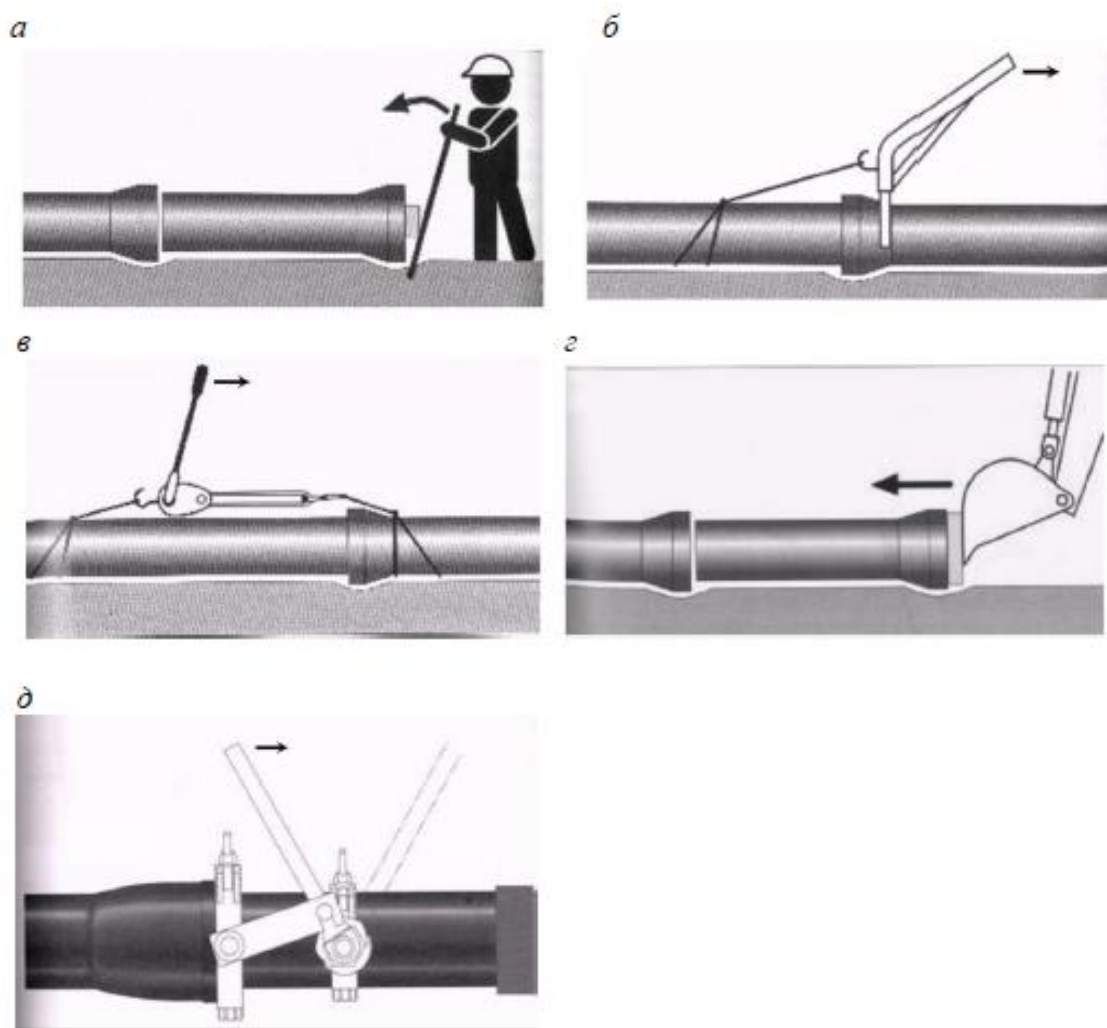


Рисунок 5 – Укладка уплотнительного кольца

Схемы монтажа трубопровода из труб с соединением типа RJ представлены на рисунке 6.

При приложении усилия на монтажное приспособление гладкий конец смонтированной трубы должен войти в раструб. Расстояние от торца раструба до торца резинового кольца должно быть одинаковым по всему периметру. Неравномерное расстояние свидетельствует о выдавливании кольца из паза раструба, в этом месте стык даст течь при гидравлическом испытании. Монтаж данного стыка следует повторить, заменив кольцо новым. Возможна обратная сборка труб: раструб надвигается на гладкий конец. Демонтаж проводят с помощью двух замковых штанг (рисунок 6, д).



а – лом и деревянный брусок; б – петля и вильчатая штанга; в – петля и тросовая тяга; г – экскаватор и деревянный брусок; д – две замковые штанги

Рисунок 6 – Монтаж труб с соединением типа RJ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

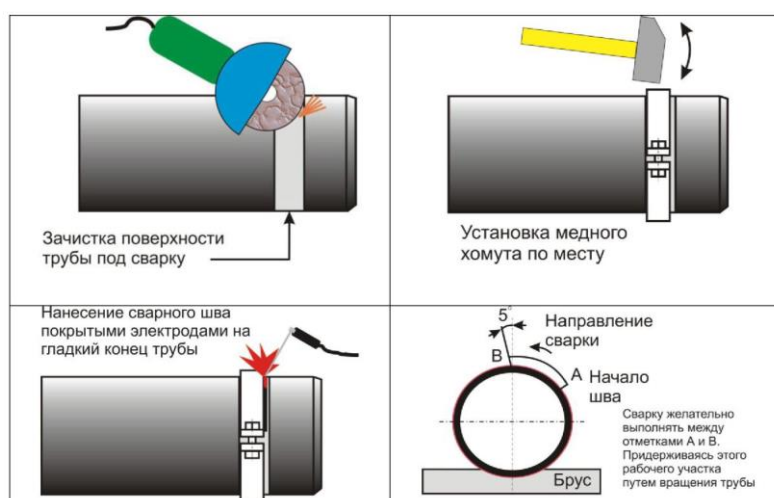
При монтаже труб с соединением типа RJ после их стыковки необходимо:

- вставить правый стопор в выемку раструба и провернуть его вправо до упора;
- вставить левый стопор в выемку раструба и провернуть его влево до упора;
- стопорную проволоку загнуть внутрь выемки раструба.

Для облегчения установки стопоров допускается проводить их монтаж без снятия усилия от монтажного приспособления.

Уложенный трубопровод из труб с соединением типа RJ имеет возможность небольшого осевого движения в каждом стыке за счет технологического зазора между наплавленным буртом и приливом в раструбной части трубы. При этом герметичность раструбно-замкового соединения не нарушается.

После укорачивания трубы на гладком конце восстанавливают валик методом наплавки электродуговой сваркой с соблюдением требований приложения А СП 483.1325800.2020. Технология наплавки валика приведена на рисунке 7.



Примечание – Сварку желательно выполнять между отметками А и В, придерживаясь этого рабочего участка путем вращения трубы.

Рисунок 7 – Технология наплавки валика

Технология наплавки валика на трубу включает следующие операции:

- отмечают место наплавки валика на гладком конце трубы с помощью медного кольца;
- тщательно зачищают участок шириной 25 мм для наплавки валика. Зачистка не должна снижать толщину стенки трубы на значение, превышающее минусовой допуск;
- устанавливают и зажимают медное кольцо непосредственно за местом будущего валика. После того как кольцо будет установлено и зажато болтами, его необходимо слегка обстучать молотком для обеспечения плотного прилегания к трубе;
- наплавляют валик по краю медного кольца в один проход покрытыми электродами диаметром 3–4 мм. Наплавка выполняется в направлении снизу вверх преимущественно в нижнем положении (на верхней части поверхности трубы). Это обеспечивается периодическим вращением трубы в процессе наплавки;
- после окончания наплавки зачищают валик (буртик) от шлака и проводят восстановление внешнего защитного покрытия.

При монтаже трубопроводов с применением труб из ВЧШГ в ряде случаев появляется потребность в трубах нестандартной длины. Для этого применяют метод укорачивания калиброванной трубы, которая отмечается маркировкой, приведенной на рисунке 8. Калиброванные трубы поставляются предприятием-изготовителем и имеют гарантированно стабильные диаметры на участке длиной  $\frac{2}{3}$  длины от гладкого конца трубы.

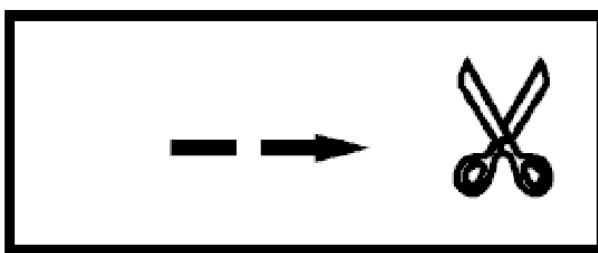


Рисунок 8 – Маркировка для калиброванных труб

Резку труб из ВЧШГ выполняют с помощью дисковой фрезы или роликового резака (рисунок 9).

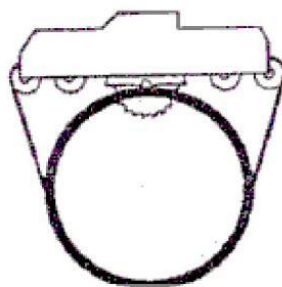


Рисунок 9 – Резка трубы из ВЧШГ

Перед тем как резать трубу, необходимо измерить ее внешний диаметр на месте реза, чтобы убедиться, что он соответствует размерам гладкого конца. После отрезания необходимо с помощью шлифовальной машинки снять фаску и подготовить к стыковке гладкий конец отрезанной трубы.

### 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ВЫПОЛНЕННЫХ ИЗ ВЧШГ

Эксплуатация, техническое обслуживание трубопровода, ремонт в процессе его эксплуатации должны осуществляться в соответствии с требованиями, изложенными в ГОСТ 18322 [27], СП 284.1325800, с учетом свойств и особенностей труб из ВЧШГ и соединений с раструбно-замковым соединением типа RJ.

В соответствии с требованиями ГОСТ 18322 эксплуатация трубопровода включает следующие работы:

- техническое обслуживание – комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности трубопровода при использовании по назначению;
- ремонт – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности трубопровода, восстановления ресурса трубопровода и (или) его составных частей;
- капитальный ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности, полного или близкого к полному восстановлению ресурса трубопровода заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые;
- средний ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса трубопровода заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемым в объеме, установленном нормативными документами и технической документацией;

					Повышение надежности промышленных трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Азизов Р.А.			Эксплуатация промышленных трубопроводов, выполненных из ВЧШГ	Лит.	Лист
Руковод.		Гончаров Н.В.					Листов
Консульт.							37
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.					110
						ТПУ гр. 2БМ91	

- текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности трубопровода и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

На щите-указателе должна быть приведена следующая информация:

- наименование трубопровода с указанием знака «ВЧШГ»;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака к трассе (км);
- размеры охранной зоны трубопровода;
- телефоны и адрес организации, эксплуатирующей данный участок трубопровода.

Участки трубопровода обозначаются двумя знаками, по одному с каждой стороны от трубопровода, по створу трассы:

- на пересечениях с автомобильными дорогами категорий I, II, III;
- переходах через крупные овраги при ширине более 50 м;
- переходах через каналы;
- переходах через реки с шириной зеркала воды в межень более 10 м.

На всем протяжении трассы трубопровода, для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов, устанавливаются охранные зоны. Охранные зоны устанавливаются вдоль трасс трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны.

На всех участках трубопровода должна быть обеспечена возможность подъезда к любой точке трубопровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

Полоса земли шириной не менее 3 м от оси с каждой стороны трубопровода и обслуживающих его ЛЭП и линий связи должна периодически

					Эксплуатация промисловых трубопроводов, выполненных из ВЧШГ	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

расчищаться от древесной и кустарниковой поросли для обеспечения видимости трассы с воздуха, свободного передвижения техники и пожаробезопасности.

По всей трассе подземного трубопровода должна поддерживаться проектная глубина заложения трубопровода в грунт. При возникновении оголений, провисаний, размывов участков трубопровода они должны быть отремонтированы в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и настоящего свода правил.

Фактическая глубина заложения трубопровода должна контролироваться:

- визуально (наличие оголений, размывов) – два раза в год (весной, осенью);
- трассоискателем или шурфованием – один раз в 5 лет.

### **3.1. Техническое обслуживание промышленных трубопроводов, выполненных из ВЧШГ**

Виды работ, выполняемых при техническом обслуживании трубопровода, приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные работы при техническом обслуживании трубопровода из ВЧШГ

Объект	Наименование работ	Сроки выполнения
Охранная зона трубопровода	Патрулирование трассы	Согласно графику
	Отвод ливневых и паводковых вод в целях предупреждения размыва трассы трубопровода	По мере необходимости
	Расчистка трассы трубопровода от древесно-кустарниковой растительности и сорной травы	По мере необходимости
Трубопровод	Диагностирование	Согласно графику
	Осмотр надземных участков трубопровода, узлов арматуры, манометров, камер пуска и приема и других сооружений	При патрулировании
	Устранение незначительных размывов, оголений трубопровода	В течение недели с момента обнаружения
Узлы задвижек	Осмотр, устранение недостатков, очистка от грязи	При патрулировании



**Окончание таблицы 6**

Узлы задвижек	Окраска, снос сорной растительности, уборка сухостоя	По мере необходимости
	Подтяжка и набивка сальников	При необходимости
Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики	Осмотр, устранение выявленных недостатков	Один раз в квартал, дополнительно перед проведением очистки
	Окраска, снос сорной растительности, уборка сухостоя	По мере необходимости
Подводные переходы	Проверка состояния берегоукрепления и водоотводных сооружений, исправление незначительных дефектов; обследование подводного участка (кроме переходов, построенных методом ГНБ): наличие, величина и координаты оголений, провисов трубопроводов; состояние балластировки и изоляции на размытых участках трубопроводов	Один раз в год, дополнительно после аномальных паводков
Переходы через железные и автомобильные дороги	Осмотр, выявление просадки грунта и проверка целостности дорожного полотна	Два или четыре раза в год в зависимости от категории дороги
Воздушные переходы	Осмотр, исправление незначительных дефектов	При патрулировании
Линейные колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру	Осмотр, очистка колодцев и ограждений от мусора, грязи, снега, растительности	При патрулировании
Средства ЭХЗ	Осмотр элементов ЭХЗ, измерение защитного потенциала на контрольных выводах КИП	Один раз в месяц
Опознавательные знаки	Осмотр и исправление повреждений	При патрулировании

### 3.2. Текущий ремонт промышленных трубопроводов, выполненных из ВЧШГ

Текущий ремонт линейной части трубопровода выполняется, как правило, совместно с техническим обслуживанием трубопровода по утвержденному графику. Текущий ремонт линейной части и сооружений трубопровода выполняется силами и средствами аварийно-восстановительных бригад с привлечением, при необходимости, профильных подразделений и служб.

Текущий ремонт подразделяется:

- на профилактический, объем и сроки выполнения которого планируются заранее;
- непредвиденный, направленный на устранение выявленных в процессе эксплуатации неисправностей и выполняемый в срочном порядке.

Основные виды работ при текущем ремонте приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Виды работ, выполняемых при текущем ремонте трубопровода

Объект	Наименование работ
На всех объектах	Все виды работ по техническому обслуживанию
Охранная зона трубопровода	Очистка от древесной и кустарниковой поросли. Устройство и очистка водоотводных канав. Ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом
Линейная часть трубопровода	Замена дефектных участков трубопровода. Исправление противокоррозионной изоляции в местах выхода трубопровода из земли. Ремонт изоляции после шурфовых обследований. Устранение размывов, оголений трубопровода. Проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец. Очистка внутренней полости трубопровода от АСПО, механических примесей, водных скоплений. Окраска надземных участков трубопроводов
Узлы задвижек	Устранение мелких повреждений, набивка сальников, смазка, покраска
Камеры запуска и приема СОД	Замена уплотняющего элемента концевого затвора, опорожнение дренажной емкости, покраска
Средства ЭХЗ	Текущий ремонт согласно внутреннему документу, принятому в эксплуатирующей организации
Подводные переходы	Засыпка оголенных участков, ремонт берегоукрепления, ремонт указательных знаков
Переходы через железные и автомобильные дороги	Ремонт полотна дороги, уплотнений на концах защитного кожуха
Воздушные переходы	Ремонт водоотводных сооружений, ликвидация размывов. Нивелировка трубопровода, проверка опор, траверс. Окраска трубопроводов
Линейные колодцы, ограждения и фундаменты запорной арматуры	Ремонт колодцев, ограждений и фундаментов запорной арматуры
Опознавательные знаки	Ремонт или замена столбиков и указателей, покраска и восстановление надписей

### 3.3. Капитальный ремонт промышленных трубопроводов, выполненных из ВЧШГ

Капитальный ремонт трубопроводов выполняется с привлечением сторонних профильных организаций. Виды работ, выполняемых при капитальном ремонте трубопровода, приведены в таблице 8.

Перед проведением ремонтных работ трубопровод должен быть опорожнен. Участок трубопровода, подлежащий ремонту, должен быть отсечен задвижками и заглушками от других участков трубопровода, перемычек и лупингов, аппаратов и оборудования.

Таблица 8 – Виды работ, выполняемых при капитальном ремонте трубопровода

Объект	Наименование работ
На всех объектах	Все виды работы по текущему ремонту
Линейная часть трубопровода	Вскрытие траншей подземных трубопроводов, осмотр и частичная замена изоляции. Ремонт или замена дефектных участков. Замена фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением к ним трубопроводов. Продувка или промывка, испытание трубопровода на прочность и герметичность
Узлы задвижек	Замена дефектных деталей и испытание. Электрификация задвижек
Подводные переходы	Берегоукрепительные и дноукрепительные работы
Переходы через железные и автомобильные дороги	Замена защитных кожухов
Линейные колодцы, ограждения и фундаменты УЗА	Ремонт колодцев, ограждений и фундаментов запорной арматуры
Средства ЭХЗ	Требования по КР приведены в РД 07-291-99 [28]

## 4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1. Исходные данные

Исходные данные для расчета на прочность и устойчивость трубопровода, выполненного с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ) представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные

Параметр	Значение
Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	945,5
Ускорение свободного падения $g$ , м/с <sup>2</sup>	9,8
Диаметр наружный $D$ , мм	426
Коэффициент надежности по нагрузке $y_f$	1,5
Рабочее давление $P_n$ , МПа	4
Коэффициент несущей способности труб $\eta$	1
Коэффициент надежности по назначению $y_n$	1
Коэффициент надежности по материалу $y_m$	1,55
Коэффициент надежности по условиям работы $y_s$	0,6
Нормативное значение временного сопротивления $R_b$ , МПа	420
Нормативное значение предела текучести $R_T$ , МПа	300
Внутренний диаметр ТП $d_{вн}$ , мм	410
Модуль Юнга $E$ , МПа	150000
Коэффициент Пуассона $\mu$	0,22
Температурный перепад $\Delta t$ , °C	47
Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $R$ , см	40000
Коэффициент линейного расширения материала труб $\alpha$ , (°C) <sup>-1</sup>	0,000012

### 4.2. Прочностной расчет СТАРТе

Расчет толщины стенки трубопровода выполняется в соответствии с СП 483.1325800.2020.

Определяем расчетную толщину стенки трубопровода по формуле:

					Повышение надежности промышленных трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Азизов Р.А.				Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.	Гончаров Н.В.							Листов
Консульт.							43	110
Рук-ль ООП	Шадрина А. В.						ТПУ гр. 2БМ91	

$$\delta = \frac{y_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot D}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot y_f \cdot p_n)}, \quad (1)$$

где  $y_f = 1,5$  – коэффициент надежности по нагрузке;

$\eta = 1$  – коэффициент несущей способности труб;

$p_n = 4 \text{ МПа}$  – рабочее давление транспортируемой среды;

$D = 426 \text{ мм}$  – наружный диаметр трубы;

$R$  – величина, зависящая от механических свойств металла трубы следующим образом:

- для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород:

$$R = \min \left\{ \frac{R_B \cdot y_c}{y_m \cdot y_n}; \frac{R_T \cdot y_c}{0,9 \cdot y_n} \right\} \quad (2)$$

здесь  $R_B$  – нормативное значение временного сопротивления (для ВЧШГ  $R_B = 420 \text{ МПа}$ );

$R_T$  – нормативное значение предела текучести (для ВЧШГ  $R_T = 300 \text{ МПа}$ );

$y_n = 1$  – коэффициент надежности по назначению;

$y_m = 1,55$  – коэффициент надежности по материалу;

$y_c = 0,6$  – коэффициент надежности по условиям работы.

$$\frac{R_B \cdot y_c}{y_m \cdot y_n} = \frac{420 \cdot 0,6}{1,55 \cdot 1} = 162,6 \text{ МПа};$$

$$\frac{R_T \cdot y_c}{0,9 \cdot y_n} = \frac{300 \cdot 0,6}{0,9 \cdot 1} = 200 \text{ МПа}.$$

Принимаем  $R = 162,6 \text{ МПа}$ .

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		44

$$\delta = \frac{1,5 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 426}{2 \cdot (162,6 + 0,6 \cdot 1,1 \cdot 4)} = 7,69 \text{ мм.}$$

С учетом срока службы трубопровода 20 лет и скорости коррозии 0,05 мм/год получаем толщину стенки равную 8,69 мм. Округляем до 9 мм.

Проведем расчет на прочность и жесткость трубопровода в программном комплексе СТАРТ-ПРОФ.

Зададим общие данные для расчета, которых представлены на рисунке 10

Рисунок 10 – Общие данные

Расчет проводится по СП 284.13258000.2016 в связи с отсутствием в базе СП 483.13258000.2020. В данном случае применение документа допустимо, так как расчет напряжений в обоих документах производится по одинаковой методике.

Общий вид построенной модели представлен на рисунке 11.

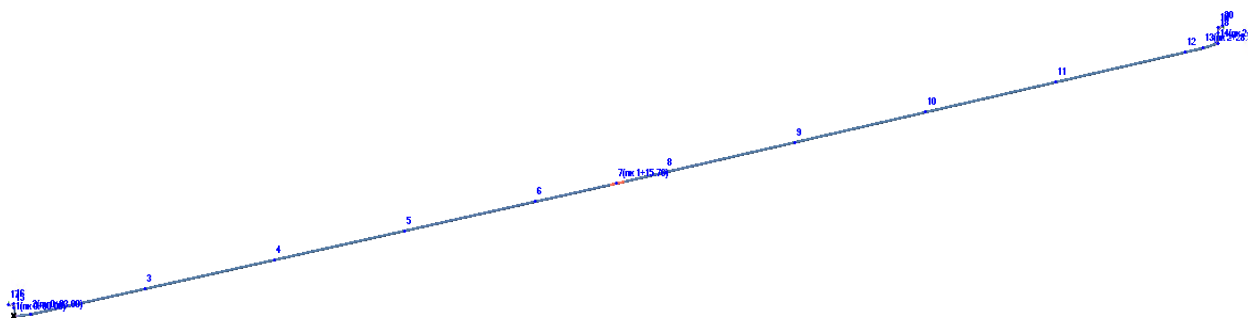


Рисунок 11 – Модель трубопровода

Исходные параметры редставлены в таблице 10.

Таблица 10 - Исходные параметры

Параметр	Значение
Материал трубы	ВЧШГ
Диаметр трубы, мм	426
Номинальная толщина стенки трубы, мм	9
Температура среды, °С	17
Давление, МПа	4
Давление испытания, МПа	5
Погонный вес трубы, кгс/м	76,69
Погонный вес продукта, кгс/м	124,83
Плотность продукта, кг/м <sup>3</sup>	945,5
Категория трубопровода	II
Транспортируемый продукт	без сероводорода
Коэффициент надежности $g_m$	1,55
Коэффициент надежности по давлению	1,00

Результаты расчета представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчета

Элемент	Кольцевое напряжение, (МПа)		Напряжение силовое с Кнадежности, (МПа)			Напряжение сил+дефор с Кнадежности, (МПа)		
	Норма тивное	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп
Отвод крутоизогнутый			145,65	28,39	420	157,67	164,87	420
Воздушный участок			132,60	6,81	243,87	65,02	67,82	304,84
			132,38	6,38	243,87	58,20	74,64	304,84
Воздушный участок			134,49	8,86	243,87	56,23	73,05	304,84
			134,70	9,29	243,87	55,70	73,60	304,84
Отвод крутоизогнутый			147,78	30,48	420	164,25	169,16	420
Подземный участок	128,13	250	133,45	7,96	243,87	59,61	70,82	304,84
	128,13	250	134,49	8,86	243,87	56,23	73,05	304,84

## Окончание таблицы 11

Подземный участок	128,13	250	135,59	9,70	243,87	60,57	68,86	304,84
	128,13	250	136,01	131,19	243,87	40,99	81,90	304,84
Отвод гнутый			139,42	9,21	420	116,33	98,20	420
Подземный участок	128,13	250	136,41	131,29	243,87	39,55	82,38	304,84
	128,13	250	144,62	144,61	243,87	116,85	33,17	250
Подземный участок	128,13	250	144,62	144,61	243,87	116,85	33,17	250
	128,13	250	148,83	148,83	243,87	125,52	123,99	250
Подземный участок	128,13	250	148,83	148,83	243,87	125,52	123,99	250
	128,13	250	150,04	150,03	243,87	140,47	131,96	250
Подземный участок	128,13	250	150,04	150,03	243,87	140,47	131,96	250
	128,13	250	150,37	150,35	243,87	139,07	139,03	250
Подземный участок	128,13	250	150,37	150,35	243,87	139,07	139,03	250
	128,13	250	167,17	136,01	243,87	159,30	121,49	250
Упруго-изогнутый участок	128,13	250	170,24	133,83	243,87	170,35	113,23	250
Подземный участок	128,13	250	166,97	136,15	243,87	159,05	121,65	250
	128,13	250	151,11	149,65	243,87	139,96	138,19	250
Подземный участок	128,13	250	151,11	149,65	243,87	139,96	138,19	250
	128,13	250	150,18	150,17	243,87	137,42	137,02	250
Подземный участок	128,13	250	150,18	150,17	243,87	137,42	137,02	250
	128,13	250	149,41	149,41	243,87	130,05	129,74	250
Подземный участок	128,13	250	149,41	149,41	243,87	130,05	129,74	250
	128,13	250	146,66	146,65	243,87	106,98	106,95	250
Подземный участок	128,13	250	146,66	146,65	243,87	106,98	106,95	250
	128,13	250	136,38	135,24	243,87	47,68	69,24	304,84
Подземный участок	128,13	250	136,38	135,24	243,87	47,68	69,24	304,84
	128,13	250	135,94	131,64	243,87	36,88	89,02	304,84
Отвод гнутый			138,41	7,57	420	109,60	97,43	420
Подземный участок	128,13	250	135,62	131,54	243,87	37,70	89,05	304,84
	128,13	250	134,72	8,56	243,87	66,08	67,87	304,84
Отвод крутоизогнутый			144,27	25,33	420	121,21	125,01	420
Подземный участок	128,13	250	133,03	7,45	243,87	51,93	56,87	250
	128,13	250	133,83	7,67	243,87	61,38	75,76	304,84
Воздушный участок			133,83	7,67	243,87	61,38	75,76	304,84
			134,62	9,37	243,87	63,64	73,66	304,84
Отвод крутоизогнутый			143,28	24,95	420	120,24	130,92	420
Воздушный участок			131,37	5,39	243,87	62,16	74,89	304,84
			132,90	8,51	243,87	58,91	78,14	304,84

Для сравнения рассчитаем в программном комплексе СТАРТ данный трубопровод, выполненный из сталей класс прочности К48 и К52.

Сначала рассчитаем толщины стенок трубопроводов из сталей данного класса прочности. Расчет выполнен в соответствии с СП 284.1325800.2016.

Определяем расчетную толщину стенки трубопровода класса прочности К48 по формуле:

$$\delta = \frac{y_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot D}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot y_f \cdot p_n)}, \quad (3)$$

где  $y_f = 1,15$  – коэффициент надежности по нагрузке;



$\eta = 1$  – коэффициент несущей способности труб;

$p_n = 4 \text{ МПа}$  – рабочее давление транспортируемой среды;

$D = 426 \text{ мм}$  – наружный диаметр трубы;

$R$  – величина, зависящая от механических свойств металла трубы следующим образом:

- для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород:

$$R = \min \left\{ \frac{R_B \cdot y_c}{y_m \cdot y_n}; \frac{R_T \cdot y_c}{0,9 \cdot y_n} \right\} \quad (4)$$

здесь  $R_B$  – нормативное значение временного сопротивления (для К48  $R_B = 460 \text{ МПа}$ );

$R_T$  – нормативное значение предела текучести (для ВЧШГ  $R_T = 360 \text{ МПа}$ );

$y_n = 1$  – коэффициент надежности по назначению;

$y_m = 1,47$  – коэффициент надежности по материалу;

$y_c = 0,637$  – коэффициент надежности по условиям работы.

$$\frac{R_B \cdot y_c}{y_m \cdot y_n} = \frac{460 \cdot 0,637}{1,47 \cdot 1} = 199,3 \text{ МПа};$$

$$\frac{R_T \cdot y_c}{0,9 \cdot y_n} = \frac{360 \cdot 0,637}{0,9 \cdot 1} = 254,8 \text{ МПа}.$$

Принимаем  $R = 199,3 \text{ МПа}$ .

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 426}{2 \cdot (199,3 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 4)} = 4,85 \text{ мм}.$$

С учетом срока службы трубопровода 20 лет и скорости коррозии 0,1 мм/год получаем толщину стенки равную 6,85 мм. Округляем до 7 мм.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		48

Проведем расчет на прочность и жесткость трубопровода в программном комплексе СТАРТ-ПРОФ.

Общие данные остаются без изменений. Расчет выполнен по СП 284.1325800.2016.

Исходные параметры редставлены в таблице 12.

Таблица 12 - Исходные параметры

Параметр	Значение
Материал трубы	К48
Диаметр трубы, мм	426
Номинальная толщина стенки трубы, мм	7
Температура среды, °С	17
Давление, МПа	4
Давление испытания, МПа	5
Погонный вес трубы, кгс/м	76,69
Погонный вес продукта, кгс/м	124,83
Плотность продукта, кг/м <sup>3</sup>	945,5
Категория трубопровода	II
Транспортируемый продукт	без сероводорода
Коэффициент надежности $g_m$	1,47
Коэффициент надежности по давлению	1,15

Результаты расчета представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Результаты расчета

Элемент	Кольцевое напряжение от давления, (МПа)		Напряжение силовое с Кнадежности, (МПа)			Напряжение сил+дефор с Кнадежности, (МПа)		
	Норма-тивное	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп
Отвод крутоизогнутый			218,11	32,71	460	273,42	287,29	460
Воздушный участок			203,10	7,19	281,63	100,55	103,17	352,04
			203,49	7,97	281,63	90,80	112,92	352,04
Воздушный участок			205,45	9,77	281,63	89,54	109,54	352,04
			205,67	10,22	281,63	88,92	110,18	352,04
Отвод крутоизогнутый			220,27	35	460	288,93	298,12	460
Подземный участок	172,50	300	204,20	8,67	281,63	93,68	106,84	352,04
	172,50	300	205,45	9,77	281,63	89,54	109,54	352,04
Подземный участок	172,50	300	206,42	10,48	281,63	95,70	103,75	352,04
	172,50	300	207,28	201,90	281,63	68,64	122,17	352,04
Отвод гнутый			212,10	12,39	460	186,90	160,87	460
Подземный участок	172,50	300	207,71	202,02	281,63	66,81	122,73	352,04
	172,50	300	216,47	216,47	281,63	173,71	49,68	300

Окончание таблица 13

Подземный участок	172,50	300	216,47	216,47	281,63	173,71	49,68	300
	172,50	300	220,92	220,92	281,63	186,97	185	300
Подземный участок	172,50	300	220,92	220,92	281,63	186,97	185	300
	172,50	300	222,19	222,18	281,63	217,67	206,21	300
Подземный участок	172,50	300	222,19	222,18	281,63	217,67	206,21	300
	172,50	300	222,53	222,52	281,63	218,91	218,88	300
Подземный участок	172,50	300	222,53	222,52	281,63	218,91	218,88	300
	172,50	300	243,87	204,34	281,63	246,72	194,70	300
Упруго-изогнутый участок	172,50	300	246,70	202,32	281,63	426,58	148,15	300
Подземный участок	172,50	300	238,29	208,56	281,63	239,56	200,65	300
	172,50	300	223,03	222,03	281,63	219,72	218,01	300
Подземный участок	172,50	300	223,03	222,03	281,63	219,72	218,01	300
	172,50	300	222,22	222,12	281,63	211,66	210,97	300
Подземный участок	172,50	300	222,22	222,12	281,63	211,66	210,97	300
	172,50	300	219,99	219,94	281,63	169,10	168,38	300
Подземный участок	172,50	300	219,99	219,94	281,63	169,10	168,38	300
	172,50	300	219,98	219,96	281,63	168,81	168,68	300
Подземный участок	172,50	300	219,98	219,96	281,63	168,81	168,68	300
	172,50	300	207,65	206,42	281,63	76,75	105,76	352,04
Подземный участок	172,50	300	207,65	206,42	281,63	76,75	105,76	352,04
	172,50	300	207,16	202,40	281,63	62,65	131,72	352,04
Отвод гнутый			210,75	10,20	460	168,67	149,61	460
Подземный участок	172,50	300	206,82	202,28	281,63	63,76	131,73	352,04
	172,50	300	205,57	9,33	281,63	101,18	103,79	352,04
Отвод крутоизогнутый			216,57	29,25	460	218,08	233,55	460
Подземный участок	172,50	300	203,76	8,14	281,63	90,52	120,87	352,04
	172,50	300	204,82	8,57	281,63	95,84	113,21	352,04
Воздушный участок			204,82	8,57	281,63	95,84	113,21	352,04
			205,62	10,37	281,63	98,88	110,37	352,04
Отвод крутоизогнутый			216,11	29,66	460	206,62	230,77	460
Воздушный участок			201,85	5,78	281,63	96,99	111,94	352,04
			204,03	10,22	281,63	92,70	116,22	352,04

Как видно из результатов, участок трубопровода не проходит на прочность. Для уменьшения напряжения необходимо изменить толщину стенки или постепенно увеличивать радиус упругого изгиба трубопровода. Путем увеличения толщины стенки трубопровода до 10 мм и увеличения радиуса упругого изгиба с 500 м до 800 м получаем приемлемые результаты. Результаты представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Результаты расчета

Элемент	Кольцевое напряжение от давления, (МПа)		Напряжение силовое с Кнадежности, (МПа)			Напряжение сил+дефор с Кнадежности, (МПа)		
	Нормативное	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп
Отвод крутоизогнутый			130,56	23,59	460	305,89	311,66	460
Воздушный участок			121,74	8,32	281,63	107,69	94,96	300
			120,35	119,85	281,63	55,85	66,85	352,04

Окончание таблица 14

Воздушный участок			122,34	8,78	281,63	108,56	94,01	300
			122,51	9,13	281,63	111,46	98,58	300
Отвод крутоизогнутый			131,73	24,99	460	319,14	318,29	460
Подземный участок	101,50	300	121,79	8,42	281,63	103,59	86,80	300
	101,50	300	122,34	8,78	281,63	108,56	94,01	300
Подземный участок	101,50	300	123,36	10,06	281,63	125,39	106,94	300
	101,50	300	122,80	119,85	281,63	98,69	59,54	300
Отвод гнутый			124,38	8	460	120	92,97	460
Подземный участок	101,50	300	123,01	119,89	281,63	101,91	64,56	300
	101,50	300	127,20	127,20	281,63	115,38	32,33	300
Подземный участок	101,50	300	127,20	127,20	281,63	115,38	32,33	300
	101,50	300	130,06	130,06	281,63	117,15	115,27	300
Подземный участок	101,50	300	130,06	130,06	281,63	117,15	115,27	300
	101,50	300	131,15	131,14	281,63	146,66	135,71	300
Подземный участок	101,50	300	131,15	131,14	281,63	146,66	135,71	300
	101,50	300	131,63	131,43	281,63	161,85	161,63	300
Подземный участок	101,50	300	131,63	131,43	281,63	161,85	161,63	300
	101,50	300	147,68	8,30	281,63	186,32	142,50	300
Упруго-изогнутый участок	101,50	300	150,97	12,96	281,63	292,69	48,69	300
Подземный участок	101,50	300	140,52	123,63	281,63	176,23	151,43	300
	101,50	300	132,07	131,01	281,63	163,42	161,43	300
Подземный участок	101,50	300	132,07	131,01	281,63	163,42	161,43	300
	101,50	300	131,28	131,27	281,63	147,68	146,92	300
Подземный участок	101,50	300	131,28	131,27	281,63	147,68	146,92	300
	101,50	300	130,52	130,52	281,63	120,23	119,77	300
Подземный участок	101,50	300	130,52	130,52	281,63	120,23	119,77	300
	101,50	300	128,54	128,53	281,63	98,95	98,93	300
Подземный участок	101,50	300	128,54	128,53	281,63	98,95	98,93	300
	101,50	300	122,93	122,03	281,63	38,49	71,67	352,04
Подземный участок	101,50	300	122,93	122,03	281,63	38,49	71,67	352,04
	101,50	300	122,57	120,10	281,63	31,25	87,01	352,04
Отвод гнутый			123,62	6,96	460	111,72	100,28	460
Подземный участок	101,50	300	122,40	120,06	281,63	96,20	72,95	300
	101,50	300	122,61	9,08	281,63	106,26	97,54	300
Отвод крутоизогнутый			129,06	20,93	460	216,94	233,24	460
Подземный участок	101,50	300	121,52	8,10	281,63	50,64	78,55	352,04
	101,50	300	121,73	7,62	281,63	56,49	71,27	352,04
Воздушный участок			121,73	7,62	281,63	56,49	71,27	352,04
			122,40	9,11	281,63	98,54	97,21	300
Отвод крутоизогнутый			127,85	19,56	460	218,47	244,83	460
Воздушный участок			120,80	7,18	281,63	103,46	103,45	300
			120,40	6,33	281,63	100,32	97,77	300

Для трубопровода, выполненного из стали класса прочности K52 расчетная толщина стенки составила 4,3 мм. С учетом коррозии 6,3 мм. Принимаем 7 мм.

Проведем расчет на прочность и жесткость трубопровода в программном комплексе СТАРТ-ПРОФ.

Общие данные остаются без изменений. Расчет выполнен по СП 284.1325800.2016.

					Расчетная часть			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				51

Исходные параметры редставлены в таблице 15.

Таблица 15 - Исходные параметры

Параметр	Значение
Материал трубы	K52
Диаметр трубы, мм	426
Номинальная толщина стенки трубы, мм	7
Температура среды, °C	17
Давление, МПа	4
Давление испытания, МПа	5
Погонный вес трубы, кгс/м	76,69
Погонный вес продукта, кгс/м	124,83
Плотность продукта, кг/м <sup>3</sup>	945,5
Категория трубопровода	II
Транспортируемый продукт	без сероводорода
Коэффициент надежности $g_m$	1,47
Коэффициент надежности по давлению	1,15

Результаты расчета представлен в таблице 16.

Таблица 16 - Результаты расчета

Элемент	Кольцевое напряжение от давления, (МПа)		Напряжение силовое с Кнадежности, (МПа)			Напряжение сил+дефор с Кнадежности, (МПа)		
	Норма тивное	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп
Отвод крутоизогнутый			262,69	38,54	520	246,10	254,21	520
Воздушный участок			243,97	6,92	318,37	120,73	123,57	397,96
			245,13	9,25	318,37	108,90	135,40	397,96
Воздушный участок			247,12	10,43	318,37	108,64	130,25	397,96
			247,38	10,96	318,37	107,98	130,93	397,96
Отвод крутоизогнутый			265,39	41,31	520	255,70	261,74	520
Подземный участок	208	346	245,51	8,96	318,37	113,21	127,35	397,96
	208	346	247,12	10,43	318,37	108,64	130,25	397,96
Подземный участок	208	346	248,14	10,97	318,37	115,60	123,72	397,96
	208	346	249,59	242,95	318,37	84,73	144,26	397,96
Отвод гнутый	208	346	256,46	15,27	520	211,48	186,57	520
Подземный участок	208	346	250,13	243,12	318,37	82,75	144,72	397,96
	208	346	261,09	261,09	318,37	202,09	63,85	345,83
Подземный участок	208	346	261,09	261,09	318,37	202,09	63,85	345,83
	208	346	266,27	266,27	318,37	213,81	211,83	345,83
Подземный участок	208	346	266,27	266,27	318,37	213,81	211,83	345,83
	208	346	267,65	267,65	318,37	230,24	219,17	345,83
Подземный участок	208	346	267,65	267,65	318,37	230,24	219,17	345,83
	208	346	268	267,98	318,37	227,28	227,23	345,83
Подземный участок	208	346	268	267,98	318,37	227,28	227,23	345,83
	208	346	291,26	247,82	318,37	253,45	204,77	345,83

Окончание таблица 16

Упруго-изогнутый участок	208	346	294,46	245,45	318,37	436,42	197,24	345,83
Подземный участок	208	346	284,94	252,76	318,37	246,23	210,30	345,83
	208	346	268,50	267,48	318,37	227,77	226,28	345,83
Подземный участок	208	346	268,50	267,48	318,37	227,77	226,28	345,83
	208	346	267,67	267,56	318,37	223,70	223,05	345,83
Подземный участок	208	346	267,67	267,56	318,37	223,70	223,05	345,83
	208	346	265,18	265,13	318,37	201,16	200,39	345,83
Подземный участок	208	346	265,18	265,13	318,37	201,16	200,39	345,83
	208	346	265,17	265,15	318,37	200,84	200,70	345,83
Подземный участок	208	346	265,17	265,15	318,37	200,84	200,70	345,83
	208	346	250,05	248,63	318,37	94,55	124,46	397,96
Подземный участок	208	346	250,05	248,63	318,37	94,55	124,46	397,96
	208	346	249,49	243,59	318,37	77,70	155,08	397,96
Отвод гнутый	208	346	254,71	12,38	520	200,48	181,37	520
Подземный участок	208	346	249,07	243,42	318,37	78,84	155,27	397,96
	208	346	247,20	9,68	318,37	121,33	124,09	397,96
Отвод крутоизогнутый	208	346	260,97	34,44	520	205,32	203,49	520
Подземный участок	208	346	244,98	8,31	318,37	95,47	103,64	345,83
	208	346	246,42	9,13	318,37	115,49	134,45	397,96
Воздушный участок			246,42	9,13	318,37	115,49	134,45	397,96
			247,34	11,16	318,37	119	131,18	397,96
Отвод крутоизогнутый			260,86	35,79	520	201,21	206,77	520
Воздушный участок			242,64	242,21	318,37	117,47	132,57	397,96
			245,80	11,94	318,37	112,93	137,10	397,96

Как видно из результатов, участок трубопровода не проходит на прочность. Для уменьшения напряжения необходимо изменить толщину стенки или постепенно увеличивать радиус упругого изгиба трубопровода. Путем увеличения толщины стенки трубопровода до 9 мм и увеличения радиуса упругого изгиба с 500 м до 650 м получаем приемлемые результаты. Результаты представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Результаты расчета

Элемент	Кольцевое напряжение от давления, (МПа)		Напряжение силовое с Кнадежности, (МПа)			Напряжение сил+дефор с Кнадежности, (МПа)		
	Нормативное	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп
Отвод крутоизогнутый			145,13	25,12	520	228,11	239,63	520
Воздушный участок			135,35	8,22	318,37	66,20	70,23	397,96
			133,97	133,48	318,37	61,48	74,94	397,96
Воздушный участок			136,15	8,93	318,37	58,49	74,83	397,96
			136,33	9,30	318,37	107,46	88,57	345,83
Отвод крутоизогнутый			146,45	26,69	520	233,83	241,69	520
Подземный участок	113,33	346	135,51	8,49	318,37	62,05	72,15	397,96
	113,33	346	136,15	8,93	318,37	58,49	74,83	397,96

### Окончание таблица 17

Подземный участок	113,33	346	137,18	10,18	318,37	111,97	90,41	345,83
	113,33	346	136,77	133,48	318,37	40,78	87,87	397,96
Отвод гнутый		346	138,75	8,61	520	123,76	103,04	520
Подземный участок	113,33	346	137,01	133,53	318,37	39,11	88,76	397,96
	113,33	346	141,83	141,83	318,37	123,03	41,69	345,83
Подземный участок	113,33	346	141,83	141,83	318,37	123,03	41,69	345,83
	113,33	346	145,05	145,05	318,37	125,80	123,89	345,83
Подземный участок	113,33	346	145,05	145,05	318,37	125,80	123,89	345,83
	113,33	346	146,24	146,24	318,37	153,71	142,34	345,83
Подземный участок	113,33	346	146,24	146,24	318,37	153,71	142,34	345,83
	113,33	346	146,71	146,55	318,37	157,02	156,86	345,83
Подземный участок	113,33	346	146,71	146,55	318,37	157,02	156,86	345,83
	113,33	346	164	7,36	318,37	181,32	137,11	345,83
Упруго-изогнутый участок	113,33	346	166,47	10,88	318,37	333,84	120,24	345,83
Подземный участок	113,33	346	157,96	136,84	318,37	173,40	143,88	345,83
	113,33	346	147,21	146,14	318,37	158,62	156,85	345,83
Подземный участок	113,33	346	147,21	146,14	318,37	158,62	156,85	345,83
	113,33	346	146,39	146,39	318,37	151,41	150,68	345,83
Подземный участок	113,33	346	146,39	146,39	318,37	151,41	150,68	345,83
	113,33	346	145,57	145,57	318,37	132,34	131,86	345,83
Подземный участок	113,33	346	145,57	145,57	318,37	132,34	131,86	345,83
	113,33	346	143,35	143,35	318,37	108,27	108,26	345,83
Подземный участок	113,33	346	143,35	143,35	318,37	108,27	108,26	345,83
	113,33	346	136,95	135,97	318,37	43,71	79,21	397,96
Подземный участок	113,33	346	136,95	135,97	318,37	43,71	79,21	397,96
	113,33	346	136,54	133,77	318,37	35,38	95,89	397,96
Отвод гнутый		346	137,90	7,40	520	118,57	110,10	520
Подземный участок	113,33	346	136,35	133,72	318,37	36,85	95,17	397,96
	113,33	346	136,40	9,15	318,37	64,92	73,45	397,96
Отвод крутоизогнутый		346	143,56	22,28	520	158,68	172,49	520
Подземный участок	113,33	346	135,21	8,14	318,37	56,57	86,59	397,96
	113,33	346	135,53	7,75	318,37	63,52	78,06	397,96
Воздушный участок			135,53	7,75	318,37	63,52	78,06	397,96
			136,22	9,29	318,37	66,45	75,28	397,96
Отвод крутоизогнутый			142,35	20,83	520	165,60	189,32	520
Воздушный участок			134,35	7,03	318,37	63,14	77,69	397,96
			134,23	6,77	318,37	58,20	82,62	397,96

### 4.3. Расчет экономической эффективности

Рассмотрим 3 варианта:

1. Строительство стального трубопровода. Примем трубы с диаметром 426 мм из стали класса прочности К52 с заводским антикоррозионным покрытием.
2. Строительство трубопровода из полиэтилена высокой плотности с диаметром 426 мм по ГОСТ 18599-2001 «Трубы напорные из полиэтилена» [29].

3. Строительство трубопровода из ВЧШГ с диаметром 426 мм от производителя ООО НПП «РусКом».

#### 4.3.1. Расчет стоимости строительства стального трубопровода

##### *Расчет затрат на строительные машины и механизмы*

В процессе строительства стального трубопровода на месторождении SKH потребуются строительные машины и механизмы, которая представлена в таблице 18.

Таблица 18 - Строительные машины и механизмы

Наименование	Единицы измерения	Количество единиц	Общая стоимость, руб.
Агрегаты сварочные двухпостовые для ручной сварки на тракторе, мощность 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	102,6	13736,95
Аппараты рентгено-дефектоскопические с толщиной просвечиваемой стали до 25 мм	маш.-ч	7,7	12,4
Бульдозеры, мощность 96 кВт (130 л.с.)	маш.-ч	59,499	5595,91
Бульдозеры, мощность 121 кВт (165 л.с.)	маш.-ч	45,28	5542,27
Бульдозеры, мощность 132 кВт (180 л.с.)	маш.-ч	7,065	938,1
Экскаваторы одноковшовые дизельные на гусеничном ходу, емкость ковша 0,65 м <sup>3</sup>	маш.-ч	50	5764,21
Дефектоскопы ультразвуковые	маш.-ч	2,88	21,6
Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания, давление до 686 кПа (7 атм), производительность до 5м <sup>3</sup> /мин	маш.-ч	6,16	554,4
Лаборатории для контроля сварных соединений высокопроходимые, передвижные	маш.-ч	11,72	3878,27
Краны на автомобильном ходу, грузоподъемность 10 т	маш.-ч	51,66	5785,54
Машины бурильные на тракторе 85 кВт (115 л.с.), глубина бурения 3,5 м	маш.-ч	0,7656	143,69
Установки для изготовления бандажей, диафрагм, пружек	маш.-ч	12,435	26,86
Установки для заготовки защитных покрытий тепловой изоляции	маш.-ч	5,104	333,02
Трубоплетевозы на автомобильном ходу до 12 т	маш.-ч	0,023	2,73
Прицепы тракторные 2 т	маш.-ч	5,06	20,29
Трубоукладчики, номинальная грузоподъемность 12,5 т	маш.-ч	234,1924	56075,03



## Окончание таблица 18

Трубоукладчики, номинальная грузоподъемность 20 т	маш.-ч	24,53	8095,88
Трубоукладчики, номинальная грузоподъемность 30 т	маш.-ч	11,21	5404,57
Спецавтомшины, грузоподъемность до 8 т, вездеходы	маш.-ч	14,286	2713,71
Система радиографическая контроля трубопроводов импортного производства	маш.-ч	8,36	364,08
Тракторы на гусеничном ходу, мощность 128,7 кВт (175 л.с.)	маш.-ч	5,06	917,33
Установки для открытого водоотлива на базе трактора 700 м <sup>3</sup> /ч	маш.-ч	36,59	5927,58
Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	12,44	817,51
Аппараты для газовой сварки и резки	маш.-ч	16,71	20,05
Компрессоры передвижные давление 2,5 МПа, производительность 34 м <sup>3</sup> /мин	маш.-ч	0,213	111,88
Компрессоры передвижные с двигателем внутреннего сгорания, давлением 9800 кПа (100 атм), производительность 9 м <sup>3</sup> /мин	маш.-ч	35,421	11050,61
Агрегаты наполнительно-опрессовочные до 70 м <sup>3</sup> /ч	маш.-ч	57,05	7405,09
<b>Итого</b>	<b>руб.</b>		<b>141260</b>

*Расчет затрат на строительные материалы и конструкции*

В процессе строительства стального трубопровода на месторождении SKH потребуются строительные материалы и конструкции, которая представлена в таблице 19.

Таблица 19 - Строительные материалы и конструкции

Наименование	Единицы измерения	Количество единиц	Общая стоимость, руб.
Знаки дорожные	шт.	1	300,57
Пленка радиографическая рулонная шириной 70 мм	м	31,68	1705,33
Песок природный для строительных работ средний	м <sup>3</sup>	0,066	3,65
Вода	м <sup>3</sup>	4,15	10,13
Болты с шестигранной головкой диаметром резьбы 10 мм	т	0,00288	55,87
Грунтовка В-КФ-093 красно-коричневая, серая, черная	т	0,001161	40,64
Растворитель марки Р-4А	т	0,0002028	1,11
Эмаль ПФ-115 серая	т	0,0003372	4,83

Продолжение таблицы 19

Электроды с основным покрытием диаметром 2,5 мм Э42А	т	0,016045	225,82
Электроды с основным покрытием Э50А, диаметр 3 мм	т	0,016575	207,95
Лента стальная упаковочная, мягкая, нормальный точности 0,7х20-50 мм	т	0,3358868	2549,38
Уайт-спирит	т	0,00284	18,93
Кислород газообразный технический	м <sup>3</sup>	7,54	46,9
Бруски обрезные хвойных пород	м <sup>3</sup>	0,716265	1084,57
Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные со снятой фаской из стали марок 15, 20, 25, наружным диаметром 89 мм, толщина стенки 4 мм	м	5,05	369,26
Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные со снятой фаской из стали марок 15, 20, 25, наружным диаметром 159 мм, толщина стенки 6 мм	м	23,74	4622,89
Трубы стальные сварные для магистральных нефтегазопроводов наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 10 мм	м	0,2	177,05
Фотопроявитель	л	2,2	26,62
Фотофиксаж	л	2,86	22,02
Ветошь	кг	1,1	2
Клей ПВА	т	0,1704288	2709,82
Грунтовка ГТ-760ИН	т	0,00009	3,01
Краны стальные газовые шаровые диаметром 150 мм	шт.	0,4	574,14
Заглушки инвентарные металлические	т	0,005	46
Отводы 90° с радиусом кривизны R=1,5Ду на Ру до 16 МПа, диаметром условного прохода 150 мм, наружным диаметром 159 мм, толщиной стенки 6 мм	шт.	0,2	32,53
Пропан-бутан смесь техническая	кг	13,43	81,79
Тройники равнопроходные на Ру до 16 МПа, диаметром условного прохода 150 мм, наружным диаметром 159 мм, толщиной стенки 6 мм	шт.	0,6	205,76
Узлы трубопроводов, сталь 20, диаметром условного прохода 400 мм, толщиной стенки 10 мм	т	0,07	805,6
Канат	м	52,7	3802,62
Кольца предохранительные диэлектрические для трубы диаметром 630 ммс изоляцией из полиэтилена	шт.	36	42429,48
Манжеты герметизирующие для трубы 630 мм и кожуха 1020 мм	компл	2	8816,32

## Окончание таблицы 19

Полиэтиленовая обертка	м <sup>2</sup>	105,6	1947,57
Грунтовка клеевая	кг	9,3	210,17
Полиэтиленовая лента 450x170	м <sup>2</sup>	111,7	2163,83
Трубы стальные сварные для магистральных нефтегазопроводов наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 10 мм с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана	м	20,9676	23580,07
Скальный лист для трубы 1020 однослойный, размером 3440x2400 мм	шт.	9	2366,3
Скальный лист для трубы 630 однослойный, размером 2220x2400 мм	шт.	135	22906,3
УБО 1020.23	шт.	9	32092,57
Поршень очистительный 200 дб	шт.	0,0076	15,01
Комплект для изоляции сварного стыка труб 426x10 с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана	компл	22	77912,37
УБП-0.7а	шт.	135	60172,02
Трубы стальные сварные для магистральных нефтегазопроводов наружным диаметром 1020 мм, толщина стенки 16 мм	м	29,24	118136,31
Трубы стальные сварные для магистральных нефтегазопроводов наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 10 мм с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана в МП оболочке	м	200,6769	202921,76
Знаки дорожные, размером 350x700 мм, тип 8.1.1, 8.1.3-8.12, 8.14-8.21.3	шт.	2	208
Знаки дорожные, размером 350x700 мм, тип 6.14.1, 6.14.2	шт.	4	415,88
Знаки дорожные, размером 900x900x900 мм, тип 1.1, 1.2, 1.5-1.33	шт.	2	329,72
Знаки дорожные, размером 700x700 мм, тип 2.1, 2.2, 2.7	шт.	4	734,36
Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные наружным диаметром 57 мм, толщина стенки 4 мм	м	14	658,42
Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные наружным диаметром 76 мм, толщина стенки 3 мм	м	8,4	407,32
Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные наружным диаметром 114 мм, толщина стенки 5 мм	м	21	2454,9
<b>Итого</b>	<b>руб.</b>		<b>620914</b>

### *Расчет затрат на проведение строительно-монтажных работ*

В процессе строительства стального трубопровода на месторождении SKH потребуется проведение различных строительно-монтажных работ, которая представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Строительно-монтажные работы

Наименование	Единицы измерения	Количество единиц	Общая стоимость, руб.
Земляные работы	м <sup>3</sup>	2047,7	6680
Погрузо-разгрузочные и транспортные работы	м труб	219,5	1190
Строительно-монтажные работы для трубопровода	м	231,5	329346
Строительно-монтажные работы для кожухов	м	29	378553
Испытания трубопровода	м	231,5	97900
Установка линейных опознавательных знаков	компл	4	1713
Установка аншлага при пересечении трубопровода с автодорогой	компл	1	868
Установка дорожных знаков	компл	1	3887
<b>Итого</b>	<b>руб.</b>		<b>820137</b>

### *Затраты на проведение мероприятия*

На основании вышеизложенных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 21).

Таблица 21 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия для стального трубопровода

Затраты	Сумма затрат, руб.
Строительные машины и механизмы	141260
Строительные материалы и конструкции	620914
Строительно-монтажные работы	820137
<b>Итого</b>	<b>1582311</b>

#### **4.3.2. Расчет стоимости строительства полиэтиленового трубопровода**

### *Расчет затрат на строительные машины и механизмы*

В процессе строительства полиэтиленового трубопровода на месторождении SKH потребуются строительные машины и механизмы, которая представлена в таблице 18.

### *Расчет затрат на строительные материалы и конструкции*

В процессе строительства полиэтиленового трубопровода на месторождении SKH потребуются строительные материалы и конструкции, которая представлена в таблице 22.

Таблица 22 - Строительные материалы и конструкции

Наименование	Единицы измерения	Количество единиц	Общая стоимость, руб.
Знаки дорожные	шт.	1	300,57
Пленка радиографическая рулонная шириной 70 мм	м	31,68	1705,33
Песок природный для строительных работ средний	м <sup>3</sup>	0,066	3,65
Вода	м <sup>3</sup>	4,15	10,13
Болты с шестигранной головкой диаметром резьбы 10 мм	т	0,00288	55,87
Грунтовка В-КФ-093 красно-коричневая, серая, черная	т	0,001161	40,64
Растворитель марки Р-4А	т	0,0002028	1,11
Эмаль ПФ-115 серая	т	0,0003372	4,83
Электроды с основным покрытием диаметром 2,5 мм Э42А	т	0,016045	225,82
Электроды с основным покрытием Э50А, диаметр 3 мм	т	0,016575	207,95
Лента стальная упаковочная, мягкая, нормальный точности 0,7х20-50 мм	т	0,3358868	2549,38
Уайт-спирит	т	0,00284	18,93
Кислород газообразный технический	м <sup>3</sup>	7,54	46,9
Бруски обрезные хвойных пород	м <sup>3</sup>	0,716265	1084,57
Трубы полиэтиленовые наружным диаметром 89 мм, толщина стенки 4 мм	м	5,05	270,5
Трубы полиэтиленовые наружным диаметром 159 мм, толщина стенки 6 мм	м	23,74	3522,14
Трубы полиэтиленовые наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 10 мм	м	0,2	102,23
Фотопроявитель	л	2,2	26,62
Фотофиксаж	л	2,86	22,02
Ветошь	кг	1,1	2
Клей ПВА	т	0,1704288	2709,82
Грунтовка ГТ-760ИН	т	0,00009	3,01

Продолжение таблицы 22

Пропан-бутан смесь техническая	кг	13,43	81,79
Краны стальные газовые шаровые диаметром 150 мм	шт.	0,4	574,14
Заглушки инвентарные металлические	т	0,005	46
Отводы 90° с радиусом кривизны R=1,5Ду на Ру до 16 МПа, диаметром условного прохода 150 мм, наружным диаметром 159 мм, толщиной стенки 6 мм	шт.	0,2	32,53
Тройники равнопроходные на Ру до 16 МПа, диаметром условного прохода 150 мм, наружным диаметром 159 мм, толщиной стенки 6 мм	шт.	0,6	205,76
Узлы трубопроводов, сталь 20, диаметром условного прохода 400 мм, толщиной стенки 10 мм	т	0,07	805,6
Канат	м	52,7	3802,62
Кольца предохранительные диэлектрические для трубы диаметром 630 мм с изоляцией из полиэтилена	шт.	36	42429,48
Манжеты герметизирующие для трубы 630 мм и кожуха 1020 мм	компл	2	8816,32
Грунтовка клеевая	кг	9,3	210,17
Полиэтиленовая лента 450x170	м <sup>2</sup>	111,7	2163,83
Полиэтиленовая обертка	м <sup>2</sup>	105,6	1947,57
Трубы полиэтиленовые наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 10 мм с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана	м	20,9676	18599,22
Скальный лист для трубы 1020 однослойный, размером 3440x2400 мм	шт.	9	2366,3
Скальный лист для трубы 630 однослойный, размером 2220x2400 мм	шт.	135	22906,3
УБО 1020.23	шт.	9	32092,57
Поршень очистительный 200 дб	шт.	0,0076	15,01
Комплект для изоляции сварного стыка труб 426x10 с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана	компл	22	77912,37
УБП-0.7а	шт.	135	60172,02
Трубы стальные сварные для магистральных нефтегазопроводов наружным диаметром 1020 мм, толщина стенки 16 мм	м	29,24	118136,31
Трубы полиэтиленовые наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 10 мм с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана в МП оболочке	м	200,6769	187825,2
Знаки дорожные, размером 350x700 мм, тип 8.1.1, 8.1.3-8.12, 8.14-8.21.3	шт.	2	208
Знаки дорожные, размером 350x700 мм, тип 6.14.1, 6.14.2	шт.	4	415,88

## Окончание таблицы 22

Трубы полиэтиленовые наружным диаметром 76 мм, толщина стенки 3 мм	м	8,4	320,33
Знаки дорожные, размером 900х900х900 мм, тип 1.1, 1.2, 1.5-1.33	шт.	2	329,72
Знаки дорожные, размером 700х700 мм, тип 2.1, 2.2, 2.7	шт.	4	734,36
Трубы полиэтиленовые наружным диаметром 57 мм, толщина стенки 4 мм	м	14	553,7
Трубы полиэтиленовые наружным диаметром 114 мм, толщина стенки 5 мм	м	21	1755,6
<b>Итого</b>	<b>руб.</b>		<b>598373</b>

*Расчет затрат на проведение строительно-монтажных работ*

В процессе строительства полиэтиленового трубопровода на месторождении SKH потребуется проведение различных строительно-монтажных работ, которая представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Строительно-монтажные работы

Наименование	Единицы измерения	Количество единиц	Общая стоимость, руб.
Земляные работы	м <sup>3</sup>	2047,7	6680
Погрузо-разгрузочные и транспортные работы	м труб	219,5	1190
Строительно-монтажные работы для трубопровода	м	231,5	329346
Строительно-монтажные работы для кожухов	м	29	378553
Испытания трубопровода	м	231,5	97900
Установка линейных опознавательных знаков	компл	4	1713
Установка аншлага при пересечении трубопровода с автодорогой	компл	1	868
Установка дорожных знаков	компл	1	3887
<b>Итого</b>	<b>руб.</b>		<b>820137</b>

*Затраты на проведение мероприятия*

На основании вышеизложенных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 24).

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 24 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия для полиэтиленового трубопровода

Затраты	Сумма затрат, руб.
Строительные машины и механизмы	141260
Строительные материалы и конструкции	598373
Строительно-монтажные работы	820137
<b>Итого</b>	<b>1559770</b>

#### 4.3.3. Расчет стоимости строительства трубопровода из ВЧШГ

##### *Расчет затрат на строительные машины и механизмы*

В процессе строительства трубопровода из ВЧШГ на месторождении SKH потребуются строительные машины и механизмы, которая представлена в таблице 18.

##### *Расчет затрат на строительные материалы и конструкции*

В процессе строительства трубопровода из ВЧШГ на месторождении SKH потребуются строительные материалы и конструкции, которая представлена в таблице 25.

Таблица 25 - Строительные материалы и конструкции

Наименование	Единицы измерения	Количество единиц	Общая стоимость, руб.
Знаки дорожные	шт.	1	300,57
Пленка радиографическая рулонная шириной 70 мм	м	31,68	1705,33
Песок природный для строительных работ средний	м <sup>3</sup>	0,066	3,65
Вода	м <sup>3</sup>	4,15	10,13
Болты с шестигранной головкой диаметром резьбы 10 мм	т	0,00288	55,87
Грунтовка В-КФ-093 красно-коричневая, серая, черная	т	0,001161	40,64
Растворитель марки Р-4А	т	0,0002028	1,11
Эмаль ПФ-115 серая	т	0,0003372	4,83
Электроды с основным покрытием диаметром 2,5 мм Э42А	т	0,016045	225,82
Электроды с основным покрытием Э50А, диаметр 3 мм	т	0,016575	207,95
Лента стальная упаковочная, мягкая, нормальный точности 0,7х20-50 мм	т	0,3358868	2549,38
Уайт-спирит	т	0,00284	18,93
Кислород газообразный технический	м <sup>3</sup>	7,54	46,9



Продолжение таблицы 25

Фотопроявитель	л	2,2	26,62
Бруски обрезные хвойных пород	м <sup>3</sup>	0,716265	1084,57
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 89 мм, толщина стенки 4 мм	м	5,05	225,2
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 159 мм, толщина стенки 6 мм	м	23,74	3105
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 9 мм	м	0,2	95,32
Фотофиксаж	л	2,86	22,02
Ветошь	кг	1,1	2
Клей ПВА	т	0,1704288	2709,82
Грунтовка ГТ-760ИН	т	0,00009	3,01
Краны стальные газовые шаровые диаметром 150 мм	шт.	0,4	574,14
Отводы 90° с радиусом кривизны R=1,5Ду на Ру до 16 МПа, диаметром условного прохода 150 мм, наружным диаметром 159 мм, толщиной стенки 6 мм	шт.	0,2	25,55
Пропан-бутан смесь техническая	кг	13,43	81,79
Тройники равнопроходные на Ру до 16 МПа, диаметром условного прохода 150 мм, наружным диаметром 159 мм, толщиной стенки 6 мм	шт.	0,6	155
Узлы трубопроводов, сталь 20, диаметром условного прохода 400 мм, толщиной стенки 10 мм	т	0,07	805,6
Канат	м	52,7	3802,62
Кольца предохранительные электрические для трубы диаметром 630 мм с изоляцией из полиэтилена	шт.	36	42429,48
Манжеты герметизирующие для трубы 630 мм и кожуха 1020 мм	компл	2	8816,32
Грунтовка клеевая	кг	9,3	210,17
Полиэтиленовая лента 450x170	м <sup>2</sup>	111,7	2163,83
Полиэтиленовая обертка	м <sup>2</sup>	105,6	1947,57
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 9 мм с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана	м	20,9676	14535,6
Скальный лист для трубы 1020 однослойный, размером 3440x2400 мм	шт.	9	2366,3
Скальный лист для трубы 630 однослойный, размером 2220x2400 мм	шт.	135	22906,3
УБО 1020.23	шт.	9	32092,57
Поршень очистительный 200 дб	шт.	0,0076	15,01
Комплект для изоляции сварного стыка труб 426x9 с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана	компл	22	85912,37
УБП-0.7а	шт.	135	60172,02

## Окончание таблицы 25

Знаки дорожные, размером 350x700 мм, тип 8.1.1, 8.1.3-8.12, 8.14-8.21.3	шт.	2	208
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 1020 мм, толщина стенки 16 мм	м	29,24	106558,31
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 426 мм, толщина стенки 9 мм с тепловой изоляцией 100 мм из пенополиуретана в МП оболочке	м	200,6769	124622,9
Знаки дорожные, размером 350x700 мм, тип 6.14.1, 6.14.2	шт.	4	415,88
Знаки дорожные, размером 900x900x900 мм, тип 1.1, 1.2, 1.5-1.33	шт.	2	329,72
Знаки дорожные, размером 700x700 мм, тип 2.1, 2.2, 2.7	шт.	4	734,36
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 57 мм, толщина стенки 4 мм	м	14	446,2
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 76 мм, толщина стенки 3 мм	м	8,4	275,86
Трубы из ВЧШГ наружным диаметром 114 мм, толщина стенки 5 мм	м	21	1387,5
<b>Итого</b>	<b>руб.</b>		<b>526436</b>

*Расчет затрат на проведение строительно-монтажных работ*

В процессе строительства трубопровода из ВЧШГ на месторождении SKH потребуется проведение различных строительно-монтажных работ, которая представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Строительно-монтажные работы

Наименование	Единицы измерения	Количество единиц	Общая стоимость, руб.
Земляные работы	м <sup>3</sup>	2047,7	6680
Погрузо-разгрузочные и транспортные работы	м труб	219,5	1190
Строительно-монтажные работы для трубопровода	м	231,5	315232
Строительно-монтажные работы для кожухов	м	29	332766
Испытания трубопровода	м	231,5	97900
Установка линейных опознавательных знаков	компл	4	1713
Установка аншлага при пересечении трубопровода с автодорогой	компл	1	868
Установка дорожных знаков	компл	1	3887
<b>Итого</b>	<b>руб.</b>		<b>760236</b>

### *Затраты на проведение мероприятия*

На основании вышеизложенных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 27).

Таблица 27 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия для трубопровода из ВЧШГ

<b>Затраты</b>	<b>Сумма затрат, руб.</b>
Строительные машины и механизмы	141260
Строительные материалы и конструкции	526436
Строительно-монтажные работы	760236
<b>Итого</b>	<b>1427932</b>

#### **4.3.4. Сравнение экономического эффекта при строительстве трубопровода из разных материалов**

Таблица 28 – Итоги результатов расчета экономической эффективности проектов строительства трубопровода из разных материалов

Вложения на строительство стального трубопровода, руб.	1582311
Вложения на строительство полиэтиленового трубопровода, руб.	1559770
Вложения на строительство трубопровода из ВЧШГ, руб.	1427932

Исходя из расчета экономической эффективности строительства стального, полиэтиленового и чугунного трубопровода, можно сделать вывод, что наиболее эффективным является строительство трубопровода из ВЧШГ, так как затраты на строительство на 9,7% меньше чем стального и на 8,5% чем затраты на полиэтиленовый трубопровод. Что служит рекомендацией для строительства трубопровода из ВЧШГ.

#### **4.4. Расчет срока службы трубопровода**

Рассчитаем срок службы трубопроводов при одинаковой металлоемкости материалов для трех вариантов:

- 1) трубопровод 426x10 из стали класса прочности К48;

- 2) трубопровод 426x10 из стали класса прочности К52;
- 3) трубопровод 426x10 из ВЧШГ.

#### 4.4.1. Расчет срока службы стального трубопровода (класс прочности К48)

Рассчитаем срок службы стального трубопровода из сталей класса прочности К48. Для данного трубопровода срок службы не будет превышать заданный заказчиком (то есть 20 лет).

#### 4.4.2. Расчет срока службы стального трубопровода (класс прочности К52)

Рассчитаем срок службы стального трубопровода из сталей класса прочности К52. Для данного трубопровода срок службы  $T$  будет равен по [30]:

$$T = t + \frac{\delta - \delta'}{v_{\text{кор}}}, \quad (5)$$

где  $t$  – срок службы, заданный заказчиком, год;

$\delta$  – принятая толщина стенки трубопровода, мм;

$\delta'$  – рассчитанная толщина стенки трубопровода, мм;

$v_{\text{кор}}$  – скорость коррозии для стали класса прочности К52, мм/год.

$$T = 20 + \frac{10 - 9}{0,1} = 30 \text{ лет}$$

#### 4.4.3. Расчет срока службы трубопровода из ВЧШГ

Рассчитаем срок службы трубопровода из ВЧШГ. Для данного трубопровода срок службы  $T$  будет равен:

$$T = 20 + \frac{10 - 9}{0,05} = 40 \text{ лет},$$

где  $t$  – срок службы, заданный заказчиком, год;

$\delta$  – принятая толщина стенки трубопровода, мм;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		67

$\delta'$  – рассчитанная толщина стенки трубопровода, мм;

$v_{кор}$  – скорость коррозии для ВЧШГ, мм/год.

Таким образом, при одинаковой металлоемкости трубы из ВЧШГ дают возможность увеличить срок службы трубопровода в 1,33 раза по сравнению со стальными трубами класса прочности K52 и в 2 раза по сравнению со стальными трубами класса прочности K48.

					Расчетная часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

## 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 5.1. Введение

Безаварийный возраст эксплуатации некоторых участков может и не достигать даже 3-5 лет. Это является следствием чрезвычайно быстрого износа промысловых трубопроводов в результате разрушения стенки трубы из-за развития коррозионных процессов. Вследствие этого, появляется необходимость применения новых технологий и материалов, устойчивых к коррозионному воздействию агрессивных углеводородов. В связи с этим, для увеличения эксплуатационного ресурса промысловых трубопроводов большая часть нефтегазодобывающих предприятий ведет активный поиск недорогих и надежных труб, позволяющих транспортировать жидкие и газообразные углеводороды длительное время. Оценка возможности применения труб из ВЧШГ для повышения надежности участка промыслового трубопровода является сложной технической задачей, решение которой требует трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

В данном разделе произведен расчет стоимости исследовательских работ по проведению анализа выбора оптимального материала для строительства промыслового трубопровода.

### 5.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

					<i>Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат					
Разраб.	Азизов Р.А.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.							69	110
Консульт.							ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А. В.								

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 29. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырех конкурентных товаров и разработок.

Объектом анализа являются трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом. Для сравнения возьмем трубы, которые в основном используют при проектировании и строительстве промышленных трубопроводов: трубы с классом прочности K52 и K48.

Таблица 29 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Энергоэкономичность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Безопасность	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
5. Надежность	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
6. Простота эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	5	5	0,2	0,25	0,25
3. Цена	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	5	0,25	0,2	0,25
6. Финансирование научной разработки	0,05	4	5	5	0,2	0,25	0,25
ИТОГО	1	58	56	56	4,9	4,6	4,65

Где: Б<sub>ф</sub> – трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом; Б<sub>к1</sub> – трубы с классом прочности K52; Б<sub>к2</sub> – трубы с классом прочности K48.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum B_i B_i \quad (6)$$

где  $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 5. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

По итогам расчетов можно сделать вывод что, трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом наиболее востребованы и применимы в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием ряда причин: сложность в эксплуатации и обслуживании, а также относительно высокая цена.

### 5.3. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату



сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. В таблице 30 отображены такие аспекты, как последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей.

Таблица 30 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Виды работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания на разработку проекта трубопровода с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом	Руководитель
Выбор документов для исследования	Подбор и изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	Обзор основных труб, применяемых для строительства и эксплуатации промысловых трубопроводов	Инженер
	Проведение расчетов на прочность и устойчивость трубопровода с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом. Оценка экономической эффективности	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	Составление пояснительной записки	Инженер

#### 5.4. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожи}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (7)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях  $T_p$ . Величина  $T_p$  учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (8)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчета приведены в таблице 31.

### 5.5. Разработка графика проведения проекта

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (9)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (10)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году, 365 дн.;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году, 102 дн.;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году, 15 дн.

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{pi} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = 7,8 \cdot 1,47 = 11,47 \approx 12 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 31.

Таблица 31 – Временные показатели проведения исследования



Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$ чел-дни		$t_{max}$ чел-дни		$t_{ожг}$ чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на разработку проекта трубопровода с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом	1		6		3		3		4	
Подбор и изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации		5		12		7,8		7,8		12
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Обзор основных труб, применяемых для строительства и эксплуатации промышленных трубопроводов		7		14		9,8		9,8		15
Проведение расчетов на прочность и устойчивость трубопровода с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом. Оценка экономической эффективности		14		21		21		21		31
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 31 строим календарный план-график для максимального по длительности исполнения работ (табл. 32).

**Таблица 32 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования**

№	Вид работ	Испол- нители	Т <sub>кi</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания на разработку проекта трубопровода с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом	Р	4												
2	Подбор и изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	И	12												
3	Составление плана исследования	Р	3												
4	Обзор основных труб, применяемых для строительства и эксплуатации промышленных трубопроводов	И	15												
5	Проведение расчетов на прочность и устойчивость трубопровода с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом. Оценка экономической эффективности	И	31												
8	Оценка результатов исследования	Р, И	3												
9	Составление пояснительной записки	И	11												

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённно-деформированного состояния трубопровода займет 9,5 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится в середине второй декады мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна  
– 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

– 72 день (длительность выполнения проекта инженером).

### 5.6. Бюджет научно-исследовательского исследования

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

### 5.7. Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п. К затратам на специальное оборудование относятся затраты на приобретение приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов. В таблице 33 приведены затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы.

Таблица 33 – Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы З <sub>м</sub> , руб.
Ноутбук	шт	1	50000	50000
Бумага для принтера формата А4	Пачка (500 листов)	1	276,6	276,6
Ручка шариковая	шт	8	19,9	159,2
Карандаш	шт	4	12,9	51,6
Краска для принтера	шт	2	445	890
Итого, руб.				51377,4

В сумме материальные затраты составили 51377,4 рубля. Цены взяты средние по городу Томску.

### 5.8. Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату  $Z_{\text{осн}}$  и дополнительную заработную плату  $Z_{\text{доп}}$ .

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (11)$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от  $Z_{\text{осн}}$ .

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (12)$$

где  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 3);

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, *руб.*

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (13)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, *руб.*;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней  $M=11$  месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней  $M=10$  месяцев, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, *раб.дн.*.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p \quad (14)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, *руб.*;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

## 5.9. Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (15)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимается равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	$З_{\text{тс}}$ , руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$ , руб.	$З_{\text{дн}}$ , руб.	$T_{\text{р, раб. дн.}}$	$З_{\text{осн}}$ , руб.	$k_{\text{доп}}$ , руб.	$З_{\text{доп}}$ , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Инженер	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 36 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

## 5.10. Страховые взносы

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) \quad (16)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 30 %.

В таблице 35 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 35 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	16871	3037
Инженер	72996	13139
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5972	
Инженер	25841	

### 5.11. Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр} \quad (17)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$З_{накл} = (З_{м} + З_{об} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}) \cdot 0,16 \quad (18)$$

$$З_{накл} = (51377,4 + 89867 + 16176 + 31813) \cdot 0,16 = 106522 \text{ руб.}$$

## 5.12. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
	Исп. 1	
1. Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы	51377,4	Пункт 5.1
2. Затраты по основной заработной плате	89867	Пункт 5.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате	16176	Пункт 5.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	31813	Пункт 5.4
5. Накладные расходы	30277	16% от суммы ст. 1-4
Бюджет затрат на исследование	219510,4	Сумма ст.1-5

Бюджет затрат проекта по исполнению составил 219510,4 руб.

## 5.13. Определение ресурсоэффективности проекта

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (19)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

В таблице 37 приведена сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта.

Таблица 37 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	4	4

## Окончание таблицы 37

3. Долговечность	0,2	5	5	5
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
5. Ремонтопригодность	0,15	5	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	5	5	5
Итого	1,00			

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{исп.i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{р-исп.i}}{I_{исп.i}^{финр}} \quad (20)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп\_min}} \quad (21)$$

В таблице 38 приведена сравнительная эффективность разработки.

Таблица 38 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,5	4,65

### Заключение

В результате проведения исследования по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были проанализированы различные варианты исполнения научноисследовательского проекта, бюджет наиболее выгодного исполнения с точки зрения финансовой эффективности и ресурсоэффективности составил 219510,4 рублей.

## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 6.1. Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена проектированию промышленных трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для повышения надежности.

Применение данной конструкции имеет место на нефтепроводах, находящихся в Западной Сибири районах северной строительно-климатической зоны круглогодично. Как известно, нефтепроводы являются опасными производственными объектами, при строительстве которых возможно проявления вредных и опасных производственных факторов, негативного воздействия на окружающую среду, а также возникновения чрезвычайных ситуаций.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы является обзор вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при строительстве и эксплуатации трубопроводов.

### 6.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Промысловые трубопроводы в большинстве случаев находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Значительная часть персонала на объектах транспортировки нефти работают вахтовым методом. За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного) за день работы (дневная ставка) [31]. Если

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Социальная ответственность				Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Азизов Р.А.									
Руковод.		Гончаров Н.В.								83	110
Консульт.									ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.									

объект располагается в районах Крайнего Севера или местностях, приравненных к ним, то устанавливается районный коэффициент, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предусматриваются дополнительные отпуска.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [32].

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда. При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо. В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить

работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

### 6.3. Производственная безопасность

При строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов в рабочей зоне могут возникнуть различные вредные и опасные факторы. Для определения тех или иных факторов необходимо воспользоваться ГОСТ 12.0.003-2015 [33].

В таблице 39 приведены возможные вредные и опасные факторы при строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов.

Таблица 39 – Возможные вредные и опасные факторы при строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Строительство и эксплуатация промысловых трубопроводов рабочей зоны в условиях болот	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 [34]
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [35] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [36]
		Пожаро- и взрывоопасность в рабочей зоне	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [37] ПБ 03-576-2003 32 [38] ФЗ №123 от 22.07.2013 г [39]
	Повышенные уровни шума		ГОСТ 12.1.003-2014 [40]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-2014 [41]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [42]

## 1. Повышенный уровень шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием (кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлифмашинкой). Шум способствует ухудшению условий труда, оказывает неблагоприятное влияние на человеческий организм. Воздействие шума на человека может быть различным: затрудняется разборчивость речи, вызываются у человека необратимые процессы изменения органа слуха, повышается утомляемость. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 80 дБА, а при значениях уровня шума свыше 135 дБА запрещено даже кратковременное нахождение в рабочей зоне.

В случае превышения предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты органов слуха: противошумными вкладышами и шлемами, противошумными наушниками. Средства защиты органов слуха необходимо выбирать исходя из частотного спектра шумов на рабочем месте. Группы и типы СИЗ органов слуха необходимо выбирать на основании требований ГОСТ 12.4.051-87 [43].

## 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность повышает риски получения травм рабочими, а также возникновения ситуаций, связанных с развитием хронических заболеваний со зрением.

Освещенность рабочей зоны осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. В дневное время освещенность в основном будет осуществляться естественным освещением, в ночное время – искусственным освещением. Работы по обустройству траншей и котлованов должны выполняться при равномерном освещении и освещенностью не менее 2 лк в соответствии с ТОИ Р-45-066-97 [44]. Грузоподъемные операции выполнять при освещенности не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк в соответствии с ГОСТ 12.3.009-76 [45].

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Основными мероприятиями по снижению воздействия будут являться использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

### 3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

При проведении работ в летнее время возникает опасность получения травм работников в результате их взаимодействия с насекомыми, пресмыкающимися и животными. Данное взаимодействие может привести к инфекционным заболеваниям или раздражениям кожного покрова. Основными средствами защиты от насекомых, животных и пресмыкающихся в соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [16] являются:

- средства индивидуальной защиты (каска, перчатки, очки, специальная обувь с высокими рантами);
- ограждение территории производства работ.

Также в качестве мероприятий по снижению воздействия фактора возможно:

- проведение целевого инструктажа;
- использование средств индивидуальной защиты (препараты для дезинфекции, уничтожения вредных насекомых и клещей с помощью химических и биологических средств);
- проведение работ в местах обитания диких животных в составе не менее 2-х рабочих.

### 4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся механизмы спецтехники. Воздействие движущихся



машин и механизмов может привести к следующим негативным последствиям: травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

В соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [46] и ГОСТ 12.2.003-91 основными средствами защиты будут являться каска, перчатки, очки и специальная обувь, а также ограждение территории проведения работ. Для снижения воздействия данного вредного фактора возможно:

- проведение работ с применением спецтехники и спецоборудования в присутствии ответственного за безопасное проведение работ;
- применение только исправного и пригодного для безопасного производства работ оборудования.

## 5. Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер в соответствии со ГОСТ 12.1.030-81.ССБТ:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов.

Также в качестве мероприятий по снижению опасного фактора необходимо, чтобы электрическая проводка имела неповрежденную изоляцию, розетки и вилки были исправными и около розеток обязательно была надпись о величине напряжения.

#### 6. Пожаро- и взрывоопасность в рабочей зоне

Причиной возникновения пожара на практике считают непосредственное возникновение огня, т.е. источника зажигания. Действительно, в производственных условиях горючее вещество в виде газов, нефтяных паров и окислителя - кислорода воздуха есть всегда, но технологические процессы протекают нормально, без пожара. Пожар возникает при появлении источника зажигания. Воздействием данного фактора являются ожоги, травмы в результате взрыва, смерть. Для безопасной деятельности на рабочем месте в соответствии с ГОСТ Р 52350.29.2-2010 [47] ввели понятия нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПРП) и верхний концентрационный предел распространения пламени (ВКПРП). Данные понятия обозначают, что взрывоопасная газовая среда не образуется, при объемных долях горючего газа или пара в воздухе ниже или выше определенного значения соответственно. С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПРП.

#### *Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на промышленном трубопроводе*

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;

- продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
- времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения мер до полного прекращения истечения продукта.

Расчет количества продукта, вытекшего из аварийных участков трубопровода, производится в три этапа:

Первый – истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;

Второй – истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;

Третий – истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса жидкости и газа составляет:

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \quad (22)$$

где  $V_1$  – объем аварийного выброса жидкости и газа в напорном режиме (первый этап);

$V_2$  – объем аварийного выброса жидкости и газа в безнапорном режиме (второй этап);

$V_3$  – объем аварийного выброса жидкости и газа с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего промысловые трубопроводы, расчет произведен на полный разрыв трубы в точке, приведенной в таблице 40.

Таблица 40 – Точка полного разрыва трубы

Наименование трассы	Точка, ПК
Промысловый трубопровод X	т.А, ПК1+15,86

Объем аварийного выброса жидкости и газа  $V_1$ , вытекшей из трубопровода за интервал времени  $\tau_1$ , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 \cdot \tau_1, \quad (23)$$

где  $\omega_1$  – объемный расход нефти и газа, м<sup>3</sup>/с:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24 \cdot 3600}, \quad (24)$$

где  $Q$  – суточный расход нефти и газа на рассматриваемом участке, м<sup>3</sup>/сут.

Время  $\tau_1$  при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 5 минутам (300 с) – за это время произойдет отключение добывающих скважин кустовой площадки по блокировке от падения давления.

Объем аварийного выброса жидкости и газа  $V_2$ , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва.

$$V_2 = \omega_2 \cdot \tau_2, \quad (25)$$

где  $\tau_2$  – время до выравнивания напора в трубопроводе;

$\omega_2$  – объемный расход нефти и газа для данного режима истечения, м<sup>3</sup>/с:

$$\omega_2 = \mu \cdot f \cdot \sqrt{2gh}, \quad (26)$$

где  $\mu$  – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

$f$  – площадь аварийного отверстия, м<sup>2</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/с;

$h$  – напор в аварийном отверстии, м:

$$h = Z_i - Z_m - h_T - h_a, \quad (27)$$

где  $Z_i$  – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

$Z_m$  – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

$h_T$  – глубина заложения трубопровода;

$h_a$  – напор, создаваемый атмосферным давлением,  $h_a = 10$  м вод. ст.

Объем аварийного выброса жидкости и газа  $V_3$ , вытекающего с момента закрытия арматуры до прекращения утечки из участков трубопровода, прилегающих к аварийному отверстию и находящихся выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L, \quad (28)$$

где  $L$  – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых нефть поступает к месту разрыва самотеком, м.

Расчетные значения сведены в таблицу 41.

Таблица 41 – Расчетные значения выбросов при реализации аварии на трубопроводе

Аварийная точка	Суточный расход жидкости (нефти)/газа, м <sup>3</sup> /сут	Длина прилегающих участков, находящихся выше точки разрыва, м	«Гильотинный» разрыв трубы			
			Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа в напорном режиме $V_1$ , м <sup>3</sup>	Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа в безнапорном режиме $V_2$ , м <sup>3</sup>	Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа из прилегающих участков трубопровода $V_3$ , м <sup>3</sup>	Общий объем вытекшей жидкости (нефти)/газа $V$ , м <sup>3</sup>
т.А, ПК1+15,86	9273,3 (217,9)/ 85245,0	232	32,2 (0,8)/ 296,0	-	19,7 (0,5)/ 181,5	51,9 (1,3)/ 477,5
Примечание – плотность нефти, 945,5 кг/м <sup>3</sup> , плотность газа – 0,691 кг/м <sup>3</sup>						

### Расчет количества паров нефти

При создании поражающих факторов при аварии на полный разрыв трубы при пожаре пролива участвует вылившаяся при разрыве нефть, при взрыве парогазового облака ПГО участвуют пары вылившейся при разрыве трубы нефти ( $m_n$ ).

Количество паров пролитой нефти ( $m_n$ ), кг, определяется на основе методики, утвержденной приказом МЧС РФ №404 от 10.07.2009 г [48]., из выражения:

$$m_n = W \cdot F \cdot T, \quad (29)$$

где  $W$  – интенсивность испарения,  $\text{кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$ ;

$F$  – площадь испарения,  $\text{м}^2$ ;

$T$  – продолжительность поступления паров в окружающую среду, с.

Время испарения принимается равным времени полного испарения жидкости, но не более 3600 с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M_n} \cdot P_n = 10^{-6} \cdot \sqrt{44} \cdot 66,7 = 0,000442 \text{ кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2},$$

где  $P_n = 66,7$  кПа – давление насыщенных паров нефти;

$M$  – молярная масса паров нефти (по пропану), г/моль,  $M_n = 44$  г/моль.

Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения в грунт существенно зависят от структуры и свойств грунта, но в общем случае возможно использование приближенной оценки. Для расчетов используется методика РД 13.020.00-КТН-148-11 [49] «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах».

Согласно приложению Ж РД 13.020.00-КТН-148-11, толщину слоя разлива нефти допускается принимать равной 0,2 м при проливе на неспланированную грунтовую поверхность. Расчетные значения количества паров нефти пролитой нефти сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Расчетные значения количества паров нефти

Аварийные точки по трассе трубопровода	Высота слоя нефти при гильотинном разрыве $h_{\text{сл}}$ , м	Площадь разлива нефти, $\text{м}^2$	Количество паров нефти $m_n$ , кг
т.А, ПК1+15,86	0,2	6,1	9,7

Результаты расчета количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в аварии на трубопроводе, а также количество опасных веществ,

участвующих в создании поражающих факторов согласно СП 12.13130.2009 [50], представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Значения аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в аварии в расчетной точке трубопровода

Сценарий	Основной ПФ	Количество опасного вещества, участвующего в аварии, кг	Количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, кг
т.А, ПК1+15,86			
Взрыв ПГО	Ударная волна	9,7	0,97
Пожар пролива	Тепловой поток	1154,3	1154,3

Основными мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

- контроль газовоздушной смеси газоанализаторами;
- исключение причин возникновения пожаров или взрывов;
- применение оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- соблюдение правил пожарной безопасности в рабочей зоне.

#### 6.4. Экологическая безопасность

Строительство и эксплуатация промысловых трубопроводов оказывает влияние на окружающую среду.

Источниками воздействия на земли при производстве работ являются: демонтажные работы; устройство временных отвалов грунта; передвижение строительной техники; устройство проездов; загрязнение территории отходами производства.

Источниками неорганизованных выбросов в воздух являются: автотранспорт при перевозке строительных материалов и рабочих; работающие строительные машины и механизмы; земляные работы; работа дизельной электростанции; изоляционные работы; сварочные работы.

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ: движение строительной техники; заправка техники; слив воды при использовании в производственных целях.

В таблице 44 сведены вредные воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов, а также мероприятия по их устранению.

Таблица 44 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении дополнительного дефектоскопического контроля в условиях болот

Компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Загрязнение воздушной среды: превышение уровня предельной допустимой концентрации ( $300 \text{ мг/м}^3$ ) паров нефти и газов.	Соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне нефтепроводов; Осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с площадки производства работ на санкционированный полигон; Выполнение требований по запрету мойки машин и механизмов на строительной площадке; Исключение применения в процессе реконструкции веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества РФ.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение водной поверхности нефтепродуктами, бытовым мусором. ПДК: $0,3 \text{ мг/л}$ для нефтепродуктов.	Соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне нефтепроводов; Осуществление своевременного вывоза отходов и мусора с площадки производства работ на санкционированный полигон; Выполнение требований по запрету мойки машин и механизмов на строительной площадке;
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. ПДК: $0,05 \text{ мг/кг}$ - $0,1 \text{ мг/кг}$ для химических реагентов.	Своевременная уборка мусора и отходов; Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов; Проезд строительной техники – только в пределах полосы отвода земель; Соблюдение нормативов отвода земель.



## 6.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- техногенного характера (производственная авария);
- природного характера (наводнения, ураганные ветры);
- экологического характера (превышение ПДК вредных примесей в атмосфере).

Чаще всего распространена ЧС техногенного характера. В результате возникновения ЧС возможен неконтролируемый разлив нефти и нефтепродуктов из трубопровода, что увеличивает риск возникновения пожара или взрыва. Это может привести к человеческим жертвам.

Для уменьшения вероятности возникновения ЧС необходимо:

- своевременно проводить с сотрудниками инструктажи по охране труда и промышленной безопасности;
- внедрения высокоэффективных методов защиты от коррозии;
- производить тщательный контроль состояния газовой смеси в рабочей зоне переносными газоанализаторами типа СГГ;
- строго соблюдать технологический регламент по эксплуатации технологических сооружений, правил и инструкций по эксплуатации оборудования.

Случаи возникновения ЧС, которые могут привести к пожару или взрыву, приведены в таблице 45.

Таблица 45 - Виды возможных аварий, а также действия оперативной бригады при возникновении аварии

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окружающей среды	Действия персонала
Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам	Разлив нефти, пары нефти, загазованность	1) Оперативная бригада находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания; 2) Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям

### Окончание таблицы 45

Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам	Разлив нефти, пары нефти, загазованность	3) Помощь в установке заглушек для отсечения участка, затем поступает в распоряжение газоэлектросварщика. 4) Проведение сварочные работы
Возгорание	Высокая температура, продукты горения	1) Находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания 2) Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям 3) Приступают к ликвидации очага возгорания до прибытия караула ПЧ 4) Ликвидирует очаг возгорания

### Заключение

В результате выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные вредные и опасные факторы при строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов и предложены мероприятия по снижению их воздействия на рабочего. Также был проведен анализ экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, в соответствии с которыми были предложены мероприятия по их устранению на производстве. В дополнение были представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности рабочих, так как люди и их безопасность на производстве являются наиважнейшей задачей для всех видов деятельности, особенно в нефтегазовой отрасли.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе магистра были разработаны мероприятия по повышению надежности участка промышленного трубопровода, путем применения труб из ВЧШГ. Для достижения данной цели были выполнены следующие задачи:

- выполнен обзор нормативной документации и литературных источников в области проектирования, строительства и эксплуатации промышленных трубопроводов, выполненных из ВЧШГ;
- проведен анализ способов монтажа и соединения промышленных трубопроводов, выполненных из ВЧШГ;
- оценены преимущества и недостатки применения труб из ВЧШГ;
- проведен прочностной расчет трубопроводов в программном комплексе СТАРТ;
- рассчитаны затраты на строительство участка промышленного трубопровода.

В работе были проанализированы следующие способы монтажа трубопроводов: замковые соединения, фланцевые соединения, раструбные соединения со специальными манжетами, технология системы «Батлер», Обжимные муфтовые соединения разработки ООО «Инженерно-производственный центр» и ПКФ «Малый Сок», раструбно-замковое соединение «RJ», соединение методом прессовой посадки в стальную муфту и соединение методом обжатия раструба. Наиболее предпочтительным вариантом для проектирования и строительства промышленного трубопровода является раструбно-замковое соединение «RJ». В данном способе герметичность обеспечивается за счет резиновой манжеты, которая плотно

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Заключение			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Азизов Р.А.									
Руковод.		Гончаров Н.В.							98	110	
Консульт.								ТПУ гр. 2БМ91			
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.									

прижимается к стенке трубы под действием рабочего давления в трубопроводе. Основным преимуществом данного соединения является возможность отклоняться соединенным трубам на небольшие углы (3-5 градусов) при сохранении герметичности. Однако есть один недостаток – при сбросе давления до нуля возможно вытекание жидкости из мест соединения.

При оценке труб из ВЧШГ были отмечены следующие основные преимущества: высокая коррозионная стойкость (в 10 раз выше, чем у стальных труб), оптимальное сочетание механических свойств, устойчивость к воздействию ультрафиолета и относительная дешевизна (по сравнению со стальными трубами в 3-5 раз). Однако, основным недостатком таких труб является их плохая свариваемость, из-за чего появляется необходимость анализа альтернативных способов монтажа трубопровода.

По результатам прочностного расчета в программном комплексе СТАРТ были получены следующие результаты: необходимая толщина стенки для труб из ВЧШГ составила 8 мм, для труб с классом прочности стали К48 – 10 мм и для труб с классом прочности стали К52- 9 мм. По этим данным был проведен расчет экономической эффективности применения труб из ВЧШГ. Исходя из данного расчета, можно сделать вывод, что наиболее эффективным является строительство трубопровода из ВЧШГ, так как затраты на строительство на 15,5% меньше чем стального и на 14,2% чем затраты на полиэтиленовый трубопровод. Что служит рекомендацией для строительства трубопровода из ВЧШГ. Также был проанализирован срок службы трубопровода при одинаковой материалоемкости (при параметрах трубы 426x10). Таким образом, при одинаковой металлоемкости трубы из ВЧШГ дают возможность увеличить срок службы трубопровода в 7 раз по сравнению со стальными трубами класса прочности К52 и в 11 раз по сравнению со стальными трубами класса прочности К48.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
2. Минченков А.В. Применение труб и фасонных частей из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом при строительстве нефтепромысловых трубопроводов / А.В. Минченков // Нефть. Газ. Новации. – 2017. - № 12. – С. 73-76.
3. Айдуганов В.М. Трубы для строительства промысловых трубопроводов и способы их соединения / В.М. Айдуганов // Бюллетень «Черная металлургия». – 2015. - № 2. – С. 73-78.
4. Родомакин А.Н. Совершенствование технологии монтажа нефтепромысловых трубопроводов без применения сварки : автореф... дис. кан. тех. наук. – Уфа.: 2010. – 28 с.
5. Митюшников В.А. Разработка технологий монтажа нефтепромысловых трубопроводов из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом : автореф... дис. кан. тех. наук. – Уфа.: 2012. – 24 с.
6. Хузин Д.Р. Экономическая эффективность применения труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом / Д.Р. Хузин // Вестник современных исследований. – 2018. - № 12.12 (27). – С. 499-501.
7. СП 483.1325800.2020 Трубопроводы промысловые из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом для нефтегазовых месторождений. Правила проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта.
8. СП 131.13330.2018 Строительная климатология.
9. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия.
10. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия.

					Повышение надежности промысловых трубопроводов, выполненных с применением труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Список использованных источников			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Азизов Р.А.								
Руковод.		Гончаров Н.В.							100	110
Консульт.								ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.								

- 11.СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы.
- 12.СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий.
- 13.СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах.
- 14.ГОСТ 28622-2012 Грунты. Метод лабораторного определения степени пучинистости.
- 15.ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.
- 16.Коновалов П. А. Устройство фундаментов на заторфованных грунтах. — М.: Стройиздат, 1980.— 160.
- 17.СП 34.13330.2012 Автомобильные дороги.
- 18.СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений.
- 19.СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах.
- 20.МУК ЕТТ №П4-06 М-0111 «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» версия 1.00.
- 21.СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
- 22.ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 23.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 24.СП 46.13330.2012 Мосты и трубы.
- 25.Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"», утвержденными приказом № 101 от 12.03.2013 г.
- 26.ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

- 27.ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.
- 28.РД 07-291-99 Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недрами.
- 29.ГОСТ 18599-2001 Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия.
- 30.ГОСТ 27.003-2016 Надежность в технике (ССНТ). Состав и общие правила задания требований по надежности.
- 31."Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) - глава 47.
- 32.Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.
- 33.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 34.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 35.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
- 36.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 37.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ Взрывобезопасность. Общие требования
- 38.ПБ 03-576-2003 32 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
- 39.ФЗ №123 от 22.07.2013г. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
- 40.ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности
- 41.ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ Строительство. Нормы освещения строительных площадок

- 42.ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ Биологическая безопасность. Общие требования
- 43.ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний
- 44.ТОИ Р-45-066-97 Типовая инструкция по охране труда при выполнении земляных работ
- 45.ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
- 46.ГОСТ 12.4.103-83 ССБТ Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация
- 47.ГОСТ Р 52350.29.2-2010 Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода
- 48.Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах»
- 49.РД 13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах»
- 50.СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности



## Приложение А

Раздел

### General information about oil pipelines

---

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<i>2БМ91</i>	<i>Азизов Руслан Абдулалиевич</i>		<i>24.05.2021</i>

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>Доцент ОНД</i>	<i>Гончаров Николай Вячеславович</i>	<i>Кандидат технических наук</i>		<i>ДД.ММ.ГГ</i>

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>Ст.препода- ватель ОИЯ</i>	<i>Сумцова Ольга Витальевна</i>	<i>Кандидат филологических наук</i>		<i>ДД.ММ.ГГ</i>

## **Classification of oil pipelines**

Pipelines represent tightly connected structures of the pipes, pipe joints and valves, designed to transport light-end and liquid products.

Oil pipelines are subdivided into the following groups according to their purpose:

1. field pipelines connect the well with oil treatment units or other facilities in the fields;
2. main pipelines transport commercial oil and oil products from the areas of mining, storage or production to the consumer (points of loading into tanks, tank farms, oil terminals, refineries);
3. industrial pipelines transport oil within an industrial enterprise.

Industrial pipelines are intended for the transportation of various substances within an industrial enterprise or a group of these enterprises (semi-finished products, raw materials, reagents, etc.) required for a technological process or equipment operating.

Main pipelines are designed for the transportation of commercial oil and oil products (including stable condensate and gasoline) from the areas of their mining (from fields), production or storage to places of consumption (oil depots, transshipment bases, points of loading into tanks, oil terminals, individual industrial enterprises and refinery). They are characterized by high throughput, pipeline diameter from 219 to 1400 mm and overpressure from 1.2 to 10 MPa;

Product pipelines are aimed at pumping products of chemical processing of oil or gas, such as: ethane, ethylene, propylene, ammonia, gasoline, etc.

Sanitary pipelines are designed for the normal functioning of residential and office buildings, cultural facilities and industrial enterprises. They have a small diameter, no more than 100 mm, and a larger number of detachable connections.

Field pipeline is a pipeline system being used to transport the extractive product from a well to a central gathering point (CSP).

Field pipelines are subdivided into types:

A flow line represents a field oil pipeline running from the well to the metering unit (AGZU, GZU). It is intended for transportation of the extractive product (oil with associated emulsion and gas) or for the transportation of repair and measuring equipment to the wellhead (the latter is often used in the development of offshore fields). The length of flow lines depends on the density of the field development - from several meters within one pad to several kilometers - from single wells.

Oil gathering manifolds (oil and gas gathering pipeline) refer to the field oil pipeline from the metering unit (AGZU, GZU) to the CGP (central gathering point), a BPS (booster pump station), an oil treatment plant as well as the transportation of the extractive product from the well to the central gathering point (CSP).

Depending on the nominal pressure of the medium, pipelines are subdivided:

- Vacuum, operating at absolute pressure ( $P < 0.1$  MPa);
- Low pressure ( $P$  from 0.1 to 1.5 MPa);
- Medium pressure ( $P$  from 1.5 to 10 MPa);
- High pressure ( $P > 10$  MPa);
- Non-pressure, operating without excess pressure ("by gravity").

By the degree of aggressiveness of the transported medium:

- Low aggressive environment (corrosion rate less than 0.1 mm / year);
- Medium aggressive environment (corrosion rate 0.1-0.5 mm / year);
- Highly aggressive environment (corrosion rate more than 0.5 mm / year).

According to the nature of the transported substance, they are divided into oil pipelines, gas pipelines, water pipelines, etc.

In accordance with SP 284.1325800.2016, pipelines for the transportation of oil, oil products and other liquid products of oil fields are divided into three classes depending on the diameter:

- I - pipelines with a nominal diameter of 600 mm and more;
- II - pipelines with a nominal diameter of less than 600 to 300 mm inclusive;
- III - pipelines with a nominal diameter of less than 300 mm.

### Condition

The technological state is characterized by the main indicators:

- total length of field pipelines;
- service life. Pipelines with a period of more than 10 years make up 60 - 65% of all pipelines, while the average age of pipelines is 20 years.

### **Operational reliability of field pipelines**

Operational reliability management is understood as a set of organized methods of influence, formed on the basis of information about the strength behavior of a field oil pipeline and aimed at maintaining or increasing its operability and durability. The implementation of this program is the goal of the management, the effectiveness of which is determined by the orderliness of the structure of control methods of influence. The complex of these methods and their structural bond is formed on the basis of the analysis of the causes of emergency destruction of the systems under study.

An important controlling factor is the strength resource of oil pipelines. This indicator depends on the defects of the metal, which can arise both during its production and under the influence of operating factors. Such defects include:

- corrosion damage (electrochemical effects of the external environment);
  - disturbance of the shape of the pipe section (external mechanical impact);
- non-metallic inclusions (metallurgical defect);

- internal stratification of the metal (defect of rolled products);
- cracking (repassivation of steel or ionic hydrogen expansion under deformation stress of the metal crystal lattice).

At the same time, there is a strict regulatory framework for rejecting pipes based on their defectiveness factor in accordance with industrial safety requirements. However, the methods of controlling the strength factors taking into account the actual operating conditions in order to select priority measures to ensure the technical reliability of the oil transportation facility as a whole remain not fully investigated. This aspect of the management is considered as an independent task.

Finally, the operational reliability of a field oil pipeline is largely determined by the quality of the anticorrosive coatings of the oil pipelines. Bituminous compositions were used as such coatings at the first stage of the construction of oil pipelines. The main disadvantages of these coatings are the loss of adhesion to the metal under the action of cathodic protection, low mechanical strength of the bitumen shell and a short service life (5 ... 7 years).

At the second stage, polymer tapes produced in the form of rolls were used for external insulation. The high manufacturability of winding tapes on pipes in route and factory conditions ensured the widespread use of these materials in practice (about 70% of main oil pipelines with a diameter of 1020 ... 1420 mm were insulated with polymer tapes). However, their service life was also short (12 ... 15 years), as a result of which the need arose to carry out a significant amount of labor-intensive work on the re-insulation of the used coatings.

Under these conditions, a new type of anti-corrosion protection has appeared representing a multilayer polymer coating of factory-made pipes. The advantage of this anticorrosive coating is the industrial method of its application, which provides high adhesive strength and the ability to select the chemical or blend composition of the polymer shell. The established service life is declared equal to 20 ... 25 years. However, due to the novelty of the method and the lack of sufficient experience in

the use of such coatings, methods for managing their operational reliability have not been developed yet.

### **Composition of field pipelines**

Composition of field pipelines in accordance with GOST R 55990-2014:

– For gas and gas condensate fields:

- 1) gas pipelines-stubs from single wells, or from each well of the cluster to the inlet valve at the field site, or a collection point (to the buildings of switching valves or sludge treatment units);
- 2) gas-collecting reservoirs from the piping of gas wells (from well clusters);
- 3) pipelines of stable and unstable gas condensate;
- 4) pipelines for supplying purified gas and an inhibitor to wells and other field facilities;
- 5) sewage pipelines with a pressure of more than 10 MPa for supplying water to wells for injection into absorbing formations;
- 6) methanol pipelines.

1) For oil and gas-oil fields:

- 1) flow pipelines from oil wells for the transportation of well products to metering units;
- 2) oil and gas gathering pipelines for the transportation of oil well products from metering units to additional work units of booster pumping stations and installations for preliminary water discharge (oil and gas pipelines);
- 3) gas pipelines for the transportation of petroleum gas from the territories of sites where oil separation units are located to integrated gas treatment units, preliminary treatment units or to consumers;
- 4) oil pipelines for the transportation of gas-saturated or degassed water-cut or waterless oil from an oil collection point and a booster pump station to a central collection point;
- 5) gas pipelines for transporting gas to production wells using the gas-lift method of production;

- 6) gas pipelines for supplying gas to productive formations in order to increase oil recovery;
- 7) pipelines for waterflooding systems for oil reservoirs and systems for disposal of stratal and waste water into deep absorbing horizons;
- 8) oil pipelines for the transportation of commercial oil from the central collection point to the construction of the main transport;
- 9) gas pipelines for the transportation of gas from the central collection point to the construction of the main gas transportation;
- 10) inhibitor pipelines for supplying inhibitors to wells or other facilities of oil and gas-oil fields;
- 11) demulsifier pipelines for supplying demulsifier to the facilities of booster pumping stations and installations of preliminary water discharge.